



EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

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

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
INDICE

	Página Nº
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	5
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos.	6
Patrimonio Neto y Pasivos.	7
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO DE FLUJO 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 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	15
2.4.- Transacciones en moneda extranjera.	17
2.5.- Información financiera por segmentos operativos.	18
2.6.- Propiedades, planta y equipo.	18
2.7.- Activos intangibles.	20
2.8.- Costos por intereses.	20
2.9.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	20
2.10.- Activos financieros.	21
2.11.- Inventarios.	21
2.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	21
2.13.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	22
2.14.- Capital social.	22
2.15.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	22
2.16.- Préstamos y otros pasivos financieros.	22
2.17.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	22
2.18.- Provisiones.	23
2.19.- Subvenciones estatales.	23
2.20.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	23
2.21.- Reconocimiento de ingresos.	24

	Página Nº
2.22.- Contratos de construcción.	24
2.23.- Distribución de dividendos.	24
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	25
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	25
3.2.- Riesgo financiero.	30
3.3.- Control interno.	31
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	32
4.1.- Tasaciones de propiedad, planta y equipo.	32
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	32
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	33
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	35
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	36
7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.	39
8.- INVENTARIOS.	39
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	39
10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	40
11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	40
11.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	40
11.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	42
12.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	42
12.1.- Vidas útiles.	42
12.2.- Detalle de los rubros.	42
12.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	44
12.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	45
12.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	45
12.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	45

	Página Nº
13.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	47
13.1.- Activos por impuestos diferidos.	47
13.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	47
13.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	47
13.4.- Compensación de partidas.	48
14.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	48
15.- OTRAS PROVISIONES.	48
15.1.- Provisiones - Saldos.	48
15.2.- Movimiento de las provisiones.	49
16.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	50
16.1.- Ingresos diferidos.	50
17.- PATRIMONIO NETO.	50
17.1.- Capital suscrito y pagado.	50
17.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	51
17.3.- Política de dividendos.	51
17.4.- Dividendos.	51
17.5.- Reservas.	52
17.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	52
18.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	53
18.1.- Ingresos ordinarios.	53
19.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	53
19.1.- Gastos por naturaleza.	53
19.2.- Depreciación y amortización.	54
19.3.- Otras ganancias (pérdidas).	54
20.- RESULTADO FINANCIERO.	54
21.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	55
21.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	55
21.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	55

	Página Nº
21.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	56
22.- INFORMACION POR SEGMENTO.	56
22.1.- Criterios de segmentación.	56
22.2.- Cuadros de resultados.	57
23.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	58
23.1.- Juicios y otras acciones legales.	58
23.2.- Sanciones administrativas.	58
23.3.- Restricciones.	58
24.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	58
25.- MEDIO AMBIENTE.	58
26.- HECHOS POSTERIORES.	58

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 8 de marzo de 2012

Señores
Presidente y Directores
Empresa Eléctrica de Talca S.A.

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

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

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



Anthony J.F. Dawes
Rut: 4.576.198-3



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

ACTIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	120.151	223.415
Otros activos no financieros.	10	12.341	11.448
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	2.916.185	2.486.845
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	459.301	694.479
Inventarios.	8	3.700	7.400
Activos por impuestos.	9	0	52.734
Total activos corrientes		3.511.678	3.476.321
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	57.713	32.223
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	11	2.819.204	2.819.917
Propiedades, planta y equipo.	12	17.973.884	17.623.019
Total activos no corrientes		20.850.801	20.475.159
TOTAL ACTIVOS		24.362.479	23.951.480

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	14	1.436.555	886.718
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	364.944	650.395
Otras provisiones.	15	42.264	26.754
Pasivos por impuestos.	9	40.423	0
Otros pasivos no financieros.	16	77	2.964
Total pasivos corrientes		1.884.263	1.566.831
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otras cuentas por pagar.	14	45.330	41.972
Pasivo por impuestos diferidos.	13	1.506.534	1.663.419
Otros pasivos no financieros.	16	36.348	37.250
Total pasivos no corrientes		1.588.212	1.742.641
TOTAL PASIVOS		3.472.475	3.309.472
PATRIMONIO			
Capital emitido.	17	8.342.384	8.342.384
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	17	6.085.244	5.395.530
Otras reservas.	17	6.462.376	6.904.094
Total patrimonio		20.890.004	20.642.008
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		24.362.479	23.951.480

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del al	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	18	10.981.735	9.506.284
Costo de ventas.	19	(8.841.332)	(7.642.790)
Ganancia bruta		2.140.403	1.863.494
Gasto de administración.	19	(387.177)	(140.280)
Otras ganancias (pérdidas).	19	(165.169)	(101.353)
Ingresos financieros.	20	175.767	153.701
Costos financieros.	20	(3.752)	0
Resultados por unidades de reajuste.	20	5.870	4.450
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		1.765.942	1.780.012
Gasto por impuestos a las ganancias.	21	(275.231)	(248.491)
Ganancia (pérdida)		1.490.711	1.531.521
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		1.490.711	1.531.521
Ganancia (pérdida)		1.490.711	1.531.521

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

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del al	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		1.490.711	1.531.521
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	17	0	2.424.777
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		0	2.424.777
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	17	0	(412.212)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		0	(412.212)
Otro resultado integral		0	2.012.565
Total resultado integral		1.490.711	3.544.086
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		1.490.711	3.544.086
Total resultado integral		1.490.711	3.544.086

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

Al 31 de diciembre de 2011

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	8.342.384	7.638.321	(734.227)	6.904.094	5.395.530	20.642.008	20.642.008
Cambios en patrimonio							
Resultado integral.							
Ganancia (pérdida).					1.490.711	1.490.711	1.490.711
Dividendos.					(1.242.715)	(1.242.715)	(1.242.715)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	(441.718)	0	(441.718)	441.718	0	0
Total de cambios en patrimonio	0	(441.718)	0	(441.718)	689.714	247.996	247.996
Saldo final al 31/12/2011	8.342.384	7.196.603	(734.227)	6.462.376	6.085.244	20.890.004	20.890.004

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

Al 31 de diciembre de 2010

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	8.983.973	6.357.788	(734.227)	5.623.561	5.080.771	19.688.305	19.688.305
Cambios en patrimonio							
Resultado integral.							
Ganancia (pérdida).					1.531.521	1.531.521	1.531.521
Otro resultado integral.		2.012.565	0	2.012.565		2.012.565	2.012.565
Resultado integral.						3.544.086	3.544.086
Dividendos.					(1.186.114)	(1.186.114)	(1.186.114)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios. (*)	(641.589)	(373.548)	0	(373.548)	(389.132)	(1.404.269)	(1.404.269)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	(358.484)	0	(358.484)	358.484	0	0
Total de cambios en patrimonio	(641.589)	1.280.533	0	1.280.533	314.759	953.703	953.703
Saldo final al 31/12/2010	8.342.384	7.638.321	(734.227)	6.904.094	5.395.530	20.642.008	20.642.008

* Patrimonio asignado en la división de Empresa Eléctrica de Talca S.A. a la nueva sociedad constituida Emetal Transmisión S.A.

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del al	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	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.		12.772.481	11.139.423
Otros cobros por actividades de operación.		0	21
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(9.758.541)	(9.579.652)
Otros pagos por actividades de operación.		(151.394)	(247.423)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses recibidos.		17.197	12.094
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(304.513)	(311.920)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(19.952)	(22.050)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		2.555.278	990.493
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo.		(1.355.582)	(1.141.376)
Cobros a entidades relacionadas.	7	207.578	1.120.006
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.148.004)	(21.370)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Dividendos pagados.	17	(1.510.809)	(918.020)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		271	(269)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.510.538)	(918.289)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(103.264)	50.834
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(103.264)	50.834
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		223.415	172.581
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	5	120.151	223.415

EMPRESA ELECTRICA DE TALCA S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010.

1.- INFORMACION GENERAL.

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

El controlador de Emel Sur S.A. es Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”).

Empresa Eléctrica de Talca S.A. es una sociedad anónima cerrada, tiene su domicilio social en Dos Sur N° 1445 en la ciudad de Talca, 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° 130.

Empresa Eléctrica de Talca 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 Talca S.A., celebrada con fecha 28 de septiembre de 2010, se acordó dividir la sociedad en dos sociedades, una continuadora y una nueva sociedad. Dicha división fue materializada con fecha 14 de octubre de 2010. El objetivo de dicha división fue 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 la nueva sociedad denominada Emetal 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 2011, fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 131 del 8 de marzo de 2012, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros.

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

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

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A. o de Emel Sur (matriz).

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.

Producto de la división indicada en la Nota 1, en el estado de resultados por función del ejercicio 2011 se incluyen solamente los resultados del giro de distribución de energía eléctrica. En el ejercicio 2010, además de los ingresos y costos de la distribución de energía eléctrica de todo el año, se incluyeron los resultados del giro de transmisión de energía eléctrica por el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2010.

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

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

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

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) remueve el requisito para entidades relacionadas del gobierno de revelar todas las transacciones con entidades gubernamentales y sus relacionadas, incorporando precisiones para éstas, clarificando y simplificando la definición de parte relacionada.
- Enmienda a la NIC 32, “Clasificación de derechos de emisión”, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos financieros derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado.
- Enmienda a la NIC 34, “Estados financieros interinos”, provee una guía ilustrativa de cómo se deben aplicar los principios de revelación de la NIC 34 y requerimientos asociados: Las circunstancias que puedan afectar valores de los instrumentos financieros y su clasificación, cambios en la clasificación de activos financieros, cambios en activos y pasivos contingentes, transferencia de instrumentos financieros entre los diferentes niveles de jerarquía de valor justos.
- NIIF 1, “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”, emitida en enero de 2010, aclara la fecha correspondiente a la exención a presentar información comparativa requerida por NIIF 7.

- NIIF 7, “Instrumentos financieros revelaciones”, enfatiza la interacción entre lo cuantitativo y lo cualitativo, revelando todo lo asociado a la naturaleza y extensión de los riesgos, asociándolos con el instrumento financiero. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 13, “Programas de fidelización de clientes”, El significado del valor justo se clarifica en el contexto de la medición de los créditos entregados como premios en los programas de fidelización de clientes. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- Enmienda a la CINIIF 14, “Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo”, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19-Límite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo lo prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 19, “Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda, emitida en noviembre de 2009, clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio y requiere el registro de un resultado calculado como la diferencia entre el valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.
- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010 para un conjunto de normas e interpretaciones. Las fecha efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

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

- Enmienda a la NIC 12, “Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda, emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para la propiedad para inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 “Propiedad de inversión”, la excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de negocio si luego de la combinación de negocios el adquiriente aplica el modelo del valor razonable contenido en NIC 40. La modificación incorpora la presunción de que las propiedades de inversión valorizadas a valor razonable, se realizan a través de su venta, por lo que requiere aplicar a las diferencias temporales originadas por éstas la tasa de impuesto para operaciones de venta. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio de 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los Otros Resultados Integrales se deben clasificar y agrupar evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en periodos posteriores. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2012 y su adopción anticipada está permitida.

- Enmienda a la NIIF 1, emitida en diciembre 2010, trata de los siguientes temas: i) Exención para hiperinflación severa, permite a las empresas cuya fecha de transición sea posterior a la normalización de su moneda funcional, valorizar activos y pasivos a valor razonable como costo atribuido; ii) Remoción de requerimientos de fechas fijas: adecua la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.
- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”, emitida en octubre de 2010, incrementa los requerimientos de revelación para las transacciones que implican transferencias de activos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no tendrá impactos relevantes a los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”, emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados. El principal efecto previsto para la Sociedad radica en la eliminación del método “del corredor” utilizado para el reconocimiento de los resultados actuariales derivados de planes de beneficios definidos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros”, emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta, pero de manera no significativa. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.
- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”, emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIC 27 “Estados financieros separados”, emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIC 28 “Inversiones en asociadas y joint ventures”, emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- IFRS 13 “Medición del valor razonable”, emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición.
- CINIIF 20 ““Stripping Costs” en la fase de producción de minas a cielo abierto”, emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “Stripping Costs” como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de “Stripping Costs” existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

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

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

2.4.2.- Transacciones y saldos.

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas

transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto que corresponda su diferimiento en el patrimonio neto, a través de otros resultados integrales, como es el caso de los derivados de estrategias de coberturas de flujos de efectivo.

2.4.3.- Tipos de cambio.

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

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

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

2.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico regulado y no regulados para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 22.

2.6.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

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

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

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

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

- Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación financiada específicamente.
- Gastos de personal relacionado en forma directa a y otros de naturaleza operativa, atribuibles a la construcción.

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

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

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

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

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

2.7.- Activos intangibles.

2.7.1.- Servidumbres.

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

2.7.2.- 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.

2.8.- Costos por intereses.

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

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

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

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

2.10.- Activos financieros.

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

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

2.11.- Inventarios.

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

Los costos de construcción de obras eléctricas para terceros y de las obras en curso, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluye costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio estimado de venta de un activo en el curso normal de la operación.

2.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

Los deudores comerciales se reducen por medio de la cuenta de provisión para cuentas incobrables y el monto de las pérdidas se reconoce con cargo al estado de resultados en el rubro de Gastos de Administración. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce con crédito a la cuenta gastos de administración en el estado de resultados por función.

2.13.- 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.

2.14.- 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.

2.15.- 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.

2.16.- 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.

2.17.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio o período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados, excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio en otros resultados integrales o provenientes de una combinación de negocios.

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

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal,

no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (y leyes) aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de los estados de situación financiera y que se espera aplicar cuando el correspondiente activo por impuestos diferido se realice o el pasivo por impuesto diferido se liquide.

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

2.18.- Provisiones.

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

Las provisiones para, litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

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

2.19.- 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.

2.20.- 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.

2.21.- Reconocimiento de ingresos.

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

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

2.21.1.- 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.

2.21.2.- Ingresos por intereses.

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

2.22.- 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.

2.23.- 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 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.- Descripción del mercado donde opera la Compañía.

EMETAL S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en la Región del Maule.

3.1.1.- Aspectos regulatorios.

Los negocios de EMETAL S.A., 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 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.

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. Sin perjuicio de esto, en los últimos años, las barreras de entrada existentes en el mercado de generación y las dificultades para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión han influido negativamente los precios y han afectado la oferta de energía.

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

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 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 mientras que 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.

EMETAL S.A. participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 25.396 clientes en la Región del Maule, con ventas físicas que alcanzaron a 95 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2011.

Contratos de suministro.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora EMETAL 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 mes de febrero de 2011, fue promulgado un decreto de racionamiento de energía, con vigencia hasta el 31 de agosto de 2011, la cual fue extendida, en el mes de agosto, hasta el 30 de abril de 2012. En este decreto se disponen medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplan facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte y 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.

Así, en ese mismo mes, el Ministerio de Energía instruyó a las empresas de distribución de energía eléctrica que sirven en el área del Sistema Interconectado Central, proceder, en coordinación con las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión, a reducir la tensión de suministro en el punto de conexión de sus clientes, afectando con ello los niveles de consumo de sus clientes.

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 la situación referida está fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, no siendo posible asegurar que ellas no se repitan en el futuro, y por las restricciones de capacidad en los sistemas de transmisión, las condiciones existentes permiten estimar que el riesgo asociado a la aplicación de programas de corte es acotado.

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, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de 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 Energía. Actualmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

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

Sobre esta materia, el 26 de noviembre de 2011, como resultado de una investigación efectuada a solicitud de algunos parlamentarios y consumidores, la Fiscalía Nacional Económica solicitó al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia que se califiquen como sujetos a fijación de precios los siguientes servicios: arriendo de equipos de medida electrónicos, reubicación de empalmes y equipos de medida, cambio de acometida por concéntrico, reparación de empalmes, emisión de boleta solicitada por cliente fuera del proceso de facturación, instalación de empalmes provisorios, arriendo de empalmes provisorios, certificado de suministro, certificado de urbanización, recaudación en terreno e, intervención de tendido eléctrico y redes de distribución. Adicionalmente, solicitó que se proponga al Presidente de la República, a través del Ministerio de Energía, la dictación de los preceptos legales y reglamentarios para establecer que los ingresos originados por la prestación de servicios asociados al uso de infraestructura u otros costos fijos de las distribuidoras sean considerados en la determinación de sus tarifas.

Respecto de dicha solicitud, la Sociedad estima que no tiene efectos materiales relevantes ya que los volúmenes prestados de esos servicios son muy menores, con excepción del servicio de arriendo de equipos de medida electrónicos, en cuyos subtipos más masivos se aplican los precios regulados por arriendo de medidores electromecánicos. Además, los precios de los servicios asociados al suministro son determinados marginalmente, respecto del valor agregado de distribución, por lo que en su tarificación no se consideran activos importantes.

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.

3.2.- Riesgo financiero.

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

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

En particular, EMETAL S.A. no posee deuda financiera por lo que sus riesgos financieros son muy acotados.

Riesgo de Liquidez y Estructura de Pasivos Financieros.

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 con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar financiamiento 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, el Grupo CGE cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez de cualquiera de sus filiales.

Riesgo de Crédito.

Las cuentas por cobrar están constituidas principalmente por deudas de energía, 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:

2011	Ventas	Clientes
Residencial	32%	23.897
Industrial	56%	217
Comercial	8%	535
Otros	4%	747
Total	100%	25.396

2010	Ventas	Clientes
Residencial	33%	23.153
Industrial	56%	218
Comercial	7%	521
Otros	4%	706
Total	100%	24.598

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar a vencer refleja que el 79% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 61% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 30% 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 distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo o Valor de Inversión (VNR / VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston & Agg.

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en caja.	59.962	182.237
Saldos en bancos.	60.189	41.178
Total	120.151	223.415

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

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	2.892.810	2.189.511	57.713	32.223
Otras cuentas por cobrar, neto.	23.375	297.334	0	0
Total	2.916.185	2.486.845	57.713	32.223

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, bruto.	3.217.636	2.434.093	57.713	32.223
Otras cuentas por cobrar, bruto.	26.515	299.072	0	0
Total	3.244.151	2.733.165	57.713	32.223

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	1.721.751	637.692	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	36.242	22.237	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	97.891	45.092	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	57.713	32.223
Total	1.855.884	705.021	57.713	32.223

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	744.132	1.443.564
Con vencimiento entre tres y seis meses.	79.842	167.879
Con vencimiento entre seis y doce meses.	115.693	116.976
Con vencimiento mayor a doce meses.	448.600	299.725
Total	1.388.267	2.028.144

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales.	324.826	244.582
Otras cuentas por cobrar.	3.140	1.738
Total	327.966	246.320

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial.	246.320	391.362
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	81.646	(145.042)
Total	327.966	246.320

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

Efecto en resultado de la provisión en el periodo	Saldo al	
	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Deudores comerciales.	80.244	(146.780)
Otras cuentas por cobrar.	1.402	1.738
Total	81.646	(145.042)

El valor justo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se les adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

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

Calidad Crediticia.

En materia de energía eléctrica, las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley 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, podemos concluir que, las cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

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

Las transacciones con entidades relacionadas son de pago/cobro inmediato o hasta 90 días, exceptuando los préstamos o deudas a largo plazo y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos 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 el Grupo CGE, sociedad controladora, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

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

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldo al	
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31/12/2011	31/12/2010
							M\$	M\$
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	68.280	202.318
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.134	35
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	162	32
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	61.077	37.661
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	14	8
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	246.983	453.676
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.301	563
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	196	186
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	7.351	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	59.878	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	8.288	0
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	637	0
TOTALES							459.301	694.479

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 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	
							31/12/2011	31/12/2010
							M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	267.824
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	359.405	369.111
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	1
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	212	135
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2	50
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	265	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.775	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	285	540
76.123.032-8	Emetal Transmision S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	12.734
TOTALES							364.944	650.395

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

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

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2011 31/12/2011 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01/01/2010 31/12/2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (flujos recibidos)	CL \$	207.578	18.082	1.120.006	12.380
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	15.030	(15.030)	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	1.217.306	0	1.045.146	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	636.955	(636.955)	617.315	(617.315)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	7.070	0	1.619	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	81	81	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	146.120	146.120	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	578	(578)	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL \$	2.625	(2.625)	2.543	(2.543)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	2.549	2.549	1.371	1.371
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	6.177	6.177	3.207	3.207
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	43.279	(43.279)	41.933	(41.933)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	160.631	(160.631)	208.231	(208.231)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	7.193	7.193	609	609
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	1.127	(1.127)	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	164	164	1.505	1.505
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	5.796	(5.796)	5.502	5.502
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	23	(23)	0	0
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	535	535	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	0	0	1.032	1.032

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 es remunerado.

8.- INVENTARIOS.

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

Clases de inventarios	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Trabajos en curso.	3.700	7.400
Total	3.700	7.400

9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos por impuestos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	362.205	275.130
Créditos al impuesto.	19.511	59.053
Total	381.716	334.183

Pasivos por impuestos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	422.139	281.449
Total	422.139	281.449

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	0	52.734
Pasivos por impuestos por pagar.	40.423	0

10.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Gastos pagados por anticipado.	12.341	11.448
	12.341	11.448

11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

11.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por servidumbres y programas informáticos.

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

Clases de activos intangibles, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Otros activos intangibles identificables, neto.	2.819.204	2.819.917
Total	2.819.204	2.819.917
Clases de activos intangibles, bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	49.546	49.546
Otros activos intangibles identificables, bruto.	2.839.828	2.839.828
Total	2.889.374	2.889.374
Clases de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	49.546	49.546
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	20.624	19.911
Total	70.170	69.457
Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	70.170	69.457
Total	70.170	69.457

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

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	4	4
Servidumbres.	Vida	5	40
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

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

Movimientos en activos intangibles	2011	
	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	2.819.917	2.819.917
Amortización.	(713)	(713)
Cambios, total	(713)	(713)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011	2.819.204	2.819.204

Movimientos en activos intangibles	2010	
	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	3.095.668	3.095.668
Retiros.	(256.898)	(256.898)
Amortización.	(18.853)	(18.853)
Cambios, total	(275.751)	(275.751)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010	2.819.917	2.819.917

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

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31/12/2011	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	2.819.204	Indefinida
Total	2.819.204	

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

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Gastos de administración.	713	18.853
Total	713	18.853

11.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

11.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. 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.

12.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

12.1.- Vidas útiles.

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

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

12.2.- Detalle de los rubros.

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

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	1.221.516	602.845
Planta y equipos.	16.571.036	16.791.316
Subestaciones de distribución.	2.182.203	0
Líneas y redes de media y baja tensión.	14.340.186	2.262.290
Maquinas y equipos de generación.	0	14.487.686
Medidores.	48.647	41.340
Equipamiento de tecnología de la información.	541	738
Instalaciones fijas y accesorios.	14.411	16.686
Equipos de comunicaciones.	14.411	16.686
Otras propiedades, plantas y equipos.	166.380	211.434
Total	17.973.884	17.623.019

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	1.221.516	602.845
Planta y equipos.	23.247.329	22.905.977
Subestaciones de distribución.	3.699.739	0
Líneas y redes de media y baja tensión.	19.467.403	3.696.171
Maquinas y equipos de generación.		19.139.809
Medidores.	80.187	69.997
Equipamiento de tecnología de la información.	984	984
Instalaciones fijas y accesorios.	44.418	44.418
Equipos de comunicaciones.	44.418	44.418
Otras propiedades, plantas y equipos.	166.380	211.434
Total	24.680.627	23.765.658

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Planta y equipos.	6.676.293	6.114.661
Subestaciones de distribución.	1.517.536	0
Líneas y redes de media y baja tensión.	5.127.217	1.433.881
Maquinas y equipos de generación.		4.652.123
Medidores.	31.540	28.657
Equipamiento de tecnología de la información.	443	246
Instalaciones fijas y accesorios.	30.007	27.732
Equipos de comunicaciones.	30.007	27.732
Total	6.706.743	6.142.639

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

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

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

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011		602.845	0	0	16.791.316	738	16.686	211.434	17.623.019
Cambios	Adiciones.	1.221.353	0	0	0	0	0	0	1.221.353
	Desapropiaciones	0	0	0	(59.878)	0	0	0	(59.878)
	Retiros.		0	0	(145.203)	0	0	0	(145.203)
	Gasto por depreciación.			0	(643.424)	(197)	(2.275)	0	(645.896)
	Otros incrementos (decrementos).	(602.682)	0	0	628.225	0	0	(45.054)	(19.511)
	Total cambios	618.671	0	0	(220.280)	(197)	(2.275)	(45.054)	350.865
Saldo Final al 31/12/2011		1.221.516	0	0	16.571.036	541	14.411	166.380	17.973.884
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	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010		114.650	17.897	14.385	15.703.458	935	22.915	283.507	16.157.747
Cambios	Adiciones.	1.031.871	0	0	0	0	0	0	1.031.871
	Retiros.		0	0	(82.085)	0	0	0	(82.085)
	Gasto por depreciación.			0	(658.436)	(197)	(6.229)	0	(664.862)
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto		0	0	2.424.777	0	0	0	2.424.777
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	0	0	2.424.777	0	0	0	2.424.777
	Otros incrementos (decrementos).	(543.676)	(17.897)	(14.385)	(596.398)			(72.073)	(1.244.429)
Total cambios		488.195	(17.897)	(14.385)	1.087.858	(197)	(6.229)	(72.073)	1.465.272
Saldo Final al 31/12/2010		602.845	0	0	16.791.316	738	16.686	211.434	17.623.019

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

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

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

Los terrenos, construcciones y edificios y redes de distribución eléctrica se revalorizaron por última vez el 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.424.777. El saldo revaluado de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$ 8.670.606 (ver Nota 12.6).

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Importe en libros de propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	145.203	82.085
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	1.221.353	1.031.871

12.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los equipos, instalaciones y redes de distribución destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

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

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el Valor Nuevo de Reemplazo o Valor de Inversión (VNR / VI) entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2010 asciende a 4,0 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

El valor razonable para las instalaciones eléctricas, mencionado en párrafo anterior, ha sido incorporado a la fórmula de Marston y Agg , que calcula el valor de un bien a una determinada fecha considerando su antigüedad, las condiciones actuales de uso y el período de retorno de los flujos que genera el bien.

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

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta ganancias y (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que éste fuera depreciado por la Sociedad.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Planta y equipo.	7.900.430	7.588.519
Total	7.900.430	7.588.519

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

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial	9.202.797	7.659.985
Ajustes de revaluación.	0	2.424.777
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(116.119)	(546.997)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(416.072)	(334.968)
Movimiento del ejercicio	(532.191)	1.542.812
Total	8.670.606	9.202.797

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcción en curso.	1.221.516	602.845
Equipamiento de tecnologías de la información.	541	738
Instalaciones fijas y accesorios.	14.411	16.686
Otras propiedades, planta y equipo.	166.380	211.434
Total	1.402.848	831.703

13.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

13.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipo.	362.533	378.933
Relativos a acumulaciones (o devengos).	5.384	4.324
Relativos a provisiones.	70.337	48.640
Total	438.254	431.897

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 éstas cubrirán el recupero de estos activos.

13.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedad, plantas y equipos.	1.474.003	1.564.476
Relativos a intangibles.	470.785	512.038
Relativos a otros.	0	18.802
Total	1.944.788	2.095.316

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

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	431.897	81.653
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	6.357	350.244
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	6.357	350.244
Total	438.254	431.897

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	2.095.316	1.442.677
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(150.528)	240.427
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	412.212
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(150.528)	652.639
Total	1.944.788	2.095.316

13.4.- Compensación de partidas.

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

Los montos compensados son los siguientes:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
31/12/2011			
- Activos por impuestos diferidos	438.254	(438.254)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.944.788)	438.254	(1.506.534)
Total	(1.506.534)	0	(1.506.534)
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	431.897	(431.897)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(2.095.316)	431.897	(1.663.419)
Total	(1.663.419)	0	(1.663.419)

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores de energía.	1.123.474	736.483	0	0
Retenciones.	195.031	26.672	0	0
Proveedores no energéticos.	4.602	6.361	0	0
Acreedores varios.	85.340	95.124	45.330	41.972
Otros.	28.108	22.078	0	0
Total	1.436.555	886.718	45.330	41.972

15.- OTRAS PROVISIONES.

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

15.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	35.768	18.720
Otras provisiones.	6.496	8.034
Total	42.264	26.754

15.1.1.- 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° 23). 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.

15.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldo al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	18.720	8.034	26.754
Provisiones adicionales.	18.726	0	18.726
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(1.678)	20.434	18.756
Provisión utilizada.	0	(21.972)	(21.972)
Total cambios en provisiones	17.048	(1.538)	15.510
Saldo final al 31/12/2011	35.768	6.496	42.264

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	20.284	7.790	28.074
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(1.564)	10.923	9.359
Provisión utilizada.	0	(9.097)	(9.097)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(1.582)	(1.582)
Total cambios en provisiones	(1.564)	244	(1.320)
Saldo final al 31/12/2010	18.720	8.034	26.754

16.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos. (*)	77	2.964	36.348	37.250
Total	77	2.964	36.348	37.250

16.1.- Ingresos diferidos.

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

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	77	2.964	0	0
Subsidios.	0	0	36.348	37.250
Total	77	2.964	36.348	37.250

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

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	40.214	39.742
Adiciones.	2.969	15.910
Imputación a resultados.	6.758	15.438
Total	36.425	40.214

17.- PATRIMONIO NETO.

17.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.342.384.

17.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el capital de la Sociedad, está representado por 5.964.265 acciones sin valor nominal.

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

17.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 15 de marzo de 2011 se acordó como política de dividendos para el ejercicio 2011, 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 2011.

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

17.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 19 de abril de 2010, se aprobó el pago del dividendo definitivo N°10 de \$ 3,19 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\$19.026.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 109 de fecha 20 de mayo de 2010, aprobó el pago del dividendo provisorio N°11 de \$ 96,13 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2010 por un total de M\$573.345.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 113 de fecha 06 de septiembre de 2010, aprobó el pago del segundo dividendo provisorio N°12 de \$ 54,6 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\$325.649.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 116 de fecha 19 de noviembre de 2010, aprobó el pago del tercer dividendo provisorio N°13 de \$ 44,95 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 22 de marzo de 2011 por un total de M\$268.094.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 15 de marzo de 2011, se aprobó el pago del dividendo definitivo N°14 de \$ 47 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 13 de abril de 2011 por un total de M\$ 280.320.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 122 de fecha 20 de mayo de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 15 de \$ 57,36 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2011 por un total de M\$ 342.110.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 125 de fecha 19 de agosto de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 16 de \$ 55 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 27 de septiembre de 2011 por un total de M\$ 328.035.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 128 de fecha 18 de noviembre de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 17 de \$ 49 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 22 de diciembre de 2011 por un total de M\$ 292.250.

17.5.- Reservas.

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

17.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad Matriz. El efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 2.012.565 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$ 7.196.603.

17.5.2.- Otras reservas.

- a) En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo. El monto por este concepto asciende a M\$ (734.227).

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

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2011	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	1.490.711	0	0	1.490.711
Total resultado integral			1.490.711			1.490.711

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	0	0	1.531.521	0	0	1.531.521
Reserva por revaluación						
Otro resultado integral, por revaluación	2.424.777	(412.212)	2.012.565	2.424.777	(412.212)	2.012.565
Total movimientos del período	2.424.777	(412.212)	2.012.565	2.424.777	(412.212)	2.012.565
Total resultado integral			3.544.086			3.544.086

18.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

18.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Ventas	10.555.396	8.948.250
Venta de energía.	10.552.859	8.943.539
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	2.537	4.711
Prestaciones de servicios	426.339	558.034
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	93.515	189.779
Arriendo de equipos de medida.	24.187	23.233
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.938	4.280
Apoyos en postación.	24.353	18.123
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	255.186	298.179
Otras prestaciones	27.160	24.440
Total	10.981.735	9.506.284

19.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

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

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Costo de venta.	8.841.332	7.642.790
Costo de administración.	387.177	140.280
	9.228.509	7.783.070

19.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Compra de energía.	7.623.111	6.414.800
Gastos de operación y mantenimiento.	571.711	544.373
Gastos de administración.	387.078	140.182
Depreciación.	645.896	664.862
Amortización.	713	18.853
Total	9.228.509	7.783.070

19.2.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	645.798	664.764
Gasto de administración.	98	98
Total depreciación	645.896	664.862
Amortización		
Costo de ventas.	713	18.853
Total amortización	713	18.853
Total	646.609	683.715

19.3.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(145.203)	(82.086)
Juicios o arbitrajes.	(22.208)	(22.906)
Otras ganancias.	2.242	3.639
Total	(165.169)	(101.353)

20- RESULTADO FINANCIERO.

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

Resultado financiero	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	155.028	141.321
Otros ingresos financieros.	20.739	12.380
Total Ingresos financieros	175.767	153.701
Costos financieros		
Otros gastos.	(3.752)	0
Total costos financieros	(3.752)	0
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	5.870	4.450
Total resultado financiero	177.885	158.151

21.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$ 275.231 y M\$ 248.491, respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, 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.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(402.848)	(293.047)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	0	18.802
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(6.575)	615
Otros gastos por impuesto corriente.	(22.693)	(3.794)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(432.116)	(277.424)
(Gasto) ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	156.885	16.234
(Gasto) ingreso diferido por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	0	2.356
Otro gasto por impuesto diferido.	0	10.343
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	156.885	28.933
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(275.231)	(248.491)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(432.116)	(277.424)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(432.116)	(277.424)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	156.885	28.933
Total gasto por impuestos diferidos, neto	156.885	28.933
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(275.231)	(248.491)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar tasa efectiva para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(353.188)	(302.602)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	10.453	12.095
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	0	2.356
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(6.575)	10.958
Efecto impositivo de otras tasas impositivas.	(19.292)	(3.794)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	93.371	32.496
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	77.957	54.111
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(275.231)	(248.491)

22.- INFORMACION POR SEGMENTO.

22.1.- 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 (distribución de electricidad, servicios regulados y servicios no regulados, inversiones y otros servicios).

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

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

22.2.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulados		No Regulados		Total	
	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$	01/01/2010 31/12/2010 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	10.577.166	9.133.318	404.569	372.966	10.981.735	9.506.284
Costo de ventas.	(8.841.332)	(7.642.790)	0	0	(8.841.332)	(7.642.790)
Ganancia bruta	1.735.834	1.490.528	404.569	372.966	2.140.403	1.863.494
Gasto de administración.	(387.177)	(140.280)	0	0	(387.177)	(140.280)
Otras ganancias (pérdidas).	(165.169)	(101.353)	0	0	(165.169)	(101.353)
Ingresos financieros.	175.767	153.701	0	0	175.767	153.701
Costos financieros.	(3.752)	0	0	0	(3.752)	0
Resultados por unidades de reajuste.	5.870	4.450	0	0	5.870	4.450
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	1.361.373	1.407.046	404.569	372.966	1.765.942	1.780.012
Gasto por impuestos a las ganancias.	(275.231)	(248.491)	0	0	(275.231)	(248.491)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	1.086.142	1.158.555	404.569	372.966	1.490.711	1.531.521
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	80.914	63.404	(80.914)	(63.404)	0	0
Ganancia (pérdida)	1.167.056	1.221.959	323.655	309.562	1.490.711	1.531.521
Depreciación.	645.896	664.862	0	0	645.896	664.862
Amortización.	713	18.853	0	0	713	18.853
EBITDA	1.995.266	2.033.963	404.569	372.966	2.399.835	2.406.929

Servicios Regulados: Se incluye en este segmento, todos los ingresos provenientes de las actividades principales de la entidad, como 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 está referido a empresas de gran tamaño y con necesidades distintas a nuestro cliente residencial.

23.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

23.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre del Juicio: “Agrícola La Cortina con Emetal”

Fecha: 19 de agosto de 2010

Cuantía: M\$ 32.500

Tribunal: 2° Juzgado de Policía Local de Talca.

Materia: Indemnización de perjuicios por negativa a conceder suministro de energía eléctrica.

Estado: Para fallo de primera instancia.

Exposición: M\$ 15.000.

De acuerdo a la opinión de nuestros asesores legales, y en consideración a los antecedentes disponibles, el juicio señalado no comprometería significativamente el patrimonio de la Sociedad.

23.2.- Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios en contra de la Sociedad que superen los M\$20.000.

23.3.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

24.- 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.

25.- MEDIO AMBIENTE.

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

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

26.- HECHOS POSTERIORES.

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