



ENERGIA DEL LIMARI S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en miles de pesos chilenos)

Correspondientes a los ejercicios terminados

al 31 de diciembre de 2011 y 2010

ENERGIA DEL LIMARÍ S. A.
INDICE

	Página N°
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS	5
II.- ESTADOS FINANCIEROS.	6
ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	6
Activos	6
Pasivos	7
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	9
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	12
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS.	13
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.	17
2.6.- Propiedades, planta y equipo.	17
2.7.- Activos intangibles.	19
2.8.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	20
2.9.- Activos Financieros.	20
2.10.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	22
2.11.- Inventarios.	24
2.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	24
2.13.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	24
2.14.- Capital social.	25
2.15.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	25
2.16.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	25
2.17.- Beneficios a los empleados.	25
2.18.- Provisiones.	25
2.19.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	26
2.20.- Reconocimiento de ingresos.	26
2.21.- Arrendamientos.	27
2.22.- Contratos de construcción.	27
2.23.- Distribución de dividendos.	27
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	27
3.1.- Sector Electricidad.	28
3.2.- Riesgo financiero.	31
3.3.- Control interno.	34

	Página N°
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	34
4.1.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	34
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	35
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	35
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	37
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	38
7.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	41
8.- INVENTARIOS.	41
9.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	41
10.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	42
10.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	42
10.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	44
11.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	45
11.1.- Vidas útiles.	45
11.2.- Detalle de los rubros.	45
11.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	46
11.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	47
11.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	47
11.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	48
12.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	49
12.1.- Activos por impuestos diferidos.	49
12.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	50
12.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	50
12.4.- Compensación de partidas.	50
13.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	51
13.1.- Pasivos acumulados (o devengados)	51
14.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	52
14.1.- Ingresos diferidos.	52
14.2.- Contratos de construcción.	52
15.- PATRIMONIO NETO.	53
15.1.- Capital suscrito y pagado.	53
15.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	53

	Página N°
15.3.- Política de dividendos.	53
15.4.- Dividendos.	54
15.5.- Reservas.	54
16.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	55
16.1.- Ingresos ordinarios.	55
17.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	55
17.1.- Gastos por naturaleza.	56
17.2.- Gastos de personal.	56
17.3.- Depreciación y amortización.	57
18.- RESULTADO FINANCIERO.	57
19.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	58
19.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	58
19.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	58
19.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	59
19.4.- Efecto en los resultados integrales por impuestos a las ganancias.	59
20.- GANANCIAS POR ACCION.	60
21.- INFORMACION POR SEGMENTO.	60
22.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	60
23.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	60
24.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	61
25.- MEDIO AMBIENTE.	61
26.- HECHOS POSTERIORES.	61

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

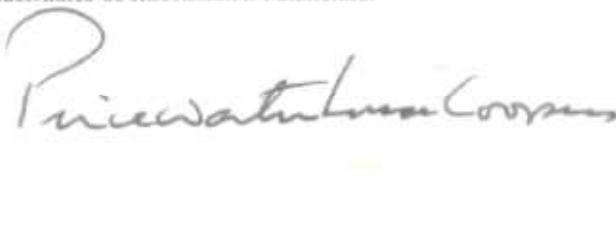
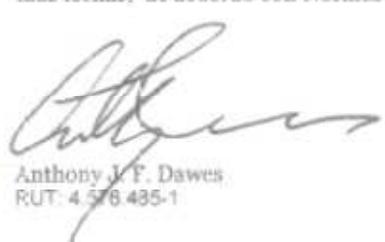
Viña del Mar, 29 de febrero de 2012

Señores Accionistas y Directores
Energía del Limari S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Energía del Limari 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 en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Energía del Limari S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de 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 Energía del Limari 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 en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Anthony J. F. Dawes
RUT: 4.576.485-1

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
II. ESTADOS FINANCIEROS
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	21.536	52.127
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	1.126.415	1.700.273
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	301.900	305.249
Inventarios.	8	0	473
Activos por impuestos.	9	80.461	40.423
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		1.530.312	2.098.545
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.			0
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		0	0
Total activos corrientes		1.530.312	2.098.545
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	10	29.655	31.344
Propiedades, planta y equipo.	11	3.858.395	4.171.274
Total activos no corrientes		3.888.050	4.202.618
TOTAL ACTIVOS		5.418.362	6.301.163

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2011	31-12-2010
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	13	758.565	764.753
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	233.480	107.443
Otros pasivos no financieros.	14	29.055	5.107
Total pasivos corrientes		1.021.100	877.303
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos.	12	140.493	292.377
Total pasivos no corrientes		140.493	292.377
TOTAL PASIVOS		1.161.593	1.169.680
PATRIMONIO			
Capital emitido.	15	3.494.864	3.494.864
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	15	(567.665)	255.691
Otras reservas.	15	1.329.570	1.380.928
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		4.256.769	5.131.483
Participaciones no controladoras.			
Total patrimonio		4.256.769	5.131.483
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		5.418.362	6.301.163

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	16	5.344.385	5.162.158
Costo de ventas	17	(5.519.992)	(4.650.627)
Ganancia bruta		(175.607)	511.531
Gasto de administración.	17	(686.345)	(352.458)
Otras ganancias (pérdidas).	17	(18.367)	(8.169)
Ingresos financieros.	18	6.674	10.237
Costos financieros.	18	(175.502)	0
Resultados por unidades de reajuste.	18	1.766	784
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		(1.047.381)	161.925
Gasto por impuestos a las ganancias.	19	172.667	29.047
Ganancia (pérdida)		(874.714)	190.972
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		(874.714)	190.972
Ganancia (pérdida)		(874.714)	190.972

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

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

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		(874.714)	190.972
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		0	0
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación		0	1.649.003
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		0	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		0	1.649.003
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta de otro resultado integral.		0	(280.330)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		0	(280.330)
Otro resultado integral		0	1.368.673
Total resultado integral		(874.714)	1.559.645
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		(874.714)	1.559.645
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.			
Total resultado integral		(874.714)	1.559.645

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$	
		Superavit de revaluación M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$				
Saldo inicial al 01/01/2011	3.494.864	1.666.550	(285.622)	1.380.928	255.691	5.131.483	5.131.483	
Saldo inicial reexpresado	3.494.864	1.666.550	(285.622)	1.380.928	255.691	5.131.483	5.131.483	
Cambios en patrimonio								
	Resultado integral.							
		Ganancia (pérdida).				(874.714)	(874.714)	(874.714)
		Resultado integral.					(874.714)	(874.714)
	Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	(51.358)		(51.358)	51.358	0	0	
Total de cambios en patrimonio	0	(51.358)	0	(51.358)	(823.356)	(874.714)	(874.714)	
Saldo final al 31/12/2011	3.494.864	1.615.192	(285.622)	1.329.570	(567.665)	4.256.769	4.256.769	

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Patrimonio total M\$	
		Superavit de revaluación M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$				
Saldo inicial al 01/01/2010	3.494.864	306.497	(285.622)	20.875	113.391	3.629.130	3.629.130	
Saldo inicial reexpresado	3.494.864	306.497	(285.622)	20.875	113.391	3.629.130	3.629.130	
Cambios en patrimonio								
	Resultado integral.							
					190.972	190.972	190.972	
	Ganancia (pérdida).							
	Otro resultado integral.	1.368.673		1.368.673		1.368.673	1.368.673	
	Resultado integral.						1.559.645	1.559.645
	Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(8.620)		(8.620)	(48.672)	(57.292)	(57.292)
Total de cambios en patrimonio	0	1.360.053	0	1.360.053	142.300	1.502.353	1.502.353	
Saldo final al 31/12/2010	3.494.864	1.666.550	(285.622)	1.380.928	255.691	5.131.483	5.131.483	

ENERGIA DEL LIMARI S.A.
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	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.		6.582.485	6.125.123
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(6.165.022)	(5.807.227)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(96.133)	(84.736)
Otros cobros y pagos de operación			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(23.748)	(38.110)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(73.431)	(99.129)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		224.151	95.921

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión

Actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo		(207.450)	(210.151)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(207.450)	(210.151)

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación

Actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas.		330.000	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(320.000)	0
Dividendos pagados		(57.292)	(56.293)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(47.292)	(56.293)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(30.591)	(170.523)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(30.591)	(170.523)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.		52.127	222.650
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.		21.536	52.127

ENERGÍA DEL LIMARÍ S. A.

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011.

1.- INFORMACION GENERAL.

Energía del Limarí S.A. (ENELSA) es una sociedad anónima cerrada y tiene su domicilio social en Calle Federico Alfonso N° 56 en la ciudad de Ovalle, República de Chile. Constituida por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2005 otorgada ante Notario Público de Ovalle don Eugenio Jiménez Larraín (Rep. 1434), cuyo extracto se publicó en el Diario Oficial N° 38.239 de fecha 18 de agosto de 2005 y se inscribió a fs. 209 vta. N° 114 del Registro de Comercio del año 2005 del Conservador de Comercio de Ovalle con fecha 10 de agosto de 2005. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Entidades Informantes (Ley 20.382) de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo en N° 236 desde el 26 de octubre de 2010.

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° 63 de fecha 29 de febrero de 2012.

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 la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 (NIC 34) incorporada 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 equipos.

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

En la preparación de los estados financieros se han utilizado determinadas estimaciones contables críticas para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos y gastos. Las áreas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros se describen en la Nota N° 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 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 - Limite 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 fechas efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

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

- Enmienda a la NIC 12, “impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda, emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para 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 adquirente 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: adecúa la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.
- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”. Emitida en octubre de 2010, incrementa los requerimientos de revelación para las transacciones que implican transferencias de activos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no tendrá impactos relevantes 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. Esta NIC no tendrá impactos relevantes a los estados financieros de la Sociedad.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. 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.

- 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.
- 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.
- 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. Sin embargo dicha 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.
- 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.
- 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 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 se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional y de presentación de Energía del Limarí S.A. es el Peso chileno.

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 las derivadas de estrategias de coberturas de flujos de efectivo y coberturas de inversiones netas.

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

2.4.3.- Tipos de cambio.

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

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

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 para los que se toman las decisiones estratégicas. La Sociedad sólo presta servicios eléctricos regulados en distribución de energía eléctrica.

2.6.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

El resto de los activos fijos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

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

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

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

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 por revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva por 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 por revaluación a los resultados acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de los activos fijos se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas con excepción de las unidades de generación, las cuales se deprecian en base a horas de uso.

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

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

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo, 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 de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

2.7.- Activos intangibles.

2.7.1.- Servidumbres.

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

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.

2.7.3.- Gastos de investigación y desarrollo.

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

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se

capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

2.8.- 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 balance por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

2.9.- Activos financieros.

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

2.9.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

Las inversiones en valores negociables se registran inicialmente al costo y posteriormente su valor se actualiza con base en su valor de mercado (valor justo).

Las inversiones en acciones se encuentran contabilizadas a su valor razonable, los resultados obtenidos se encuentran registrados en otros ingresos (resultados).

2.9.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de los estados de situación financiera, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

2.9.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Los activos financieros disponibles para la venta son no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de los estados de situación financiera.

2.9.4.- Reconocimiento y medición de activos financieros.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

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

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable (con contrapartida en otros resultados integrales y resultados, respectivamente). Los préstamos y cuentas por cobrar se registran por su costo amortizado de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las ganancias y pérdidas que surgen de cambios en el valor justo de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados integrales, en el período o ejercicio en el que se producen los referidos cambios en el valor justo. Los ingresos por dividendos de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, se reconocen en el estado de resultados en el rubro otros ingresos por función cuando se ha establecido el derecho de la Sociedad a percibir los pagos por los dividendos.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera clasificados como disponibles para la venta son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo.

Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del período o ejercicio y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio neto, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1, a través del estado de otros resultados integrales. Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan como parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable. Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales.

Cuando un título valor clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en

el patrimonio se incluyen en el estado de resultados en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”.

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro otras ganancias (pérdidas) cuando se ha establecido el derecho de la Sociedad a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), la Sociedad establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, la referencia a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de información del mercado y confiando lo menos posible en información interna específica de la entidad. En caso de que ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

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

2.10.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. La Sociedad designa determinados derivados como:

- coberturas del valor razonable de pasivos reconocidos (cobertura del valor razonable);
- coberturas de un riesgo concreto asociado a un pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

La Sociedad documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

2.10.1.- Coberturas de valor razonable.

Los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y califican como coberturas de valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o del pasivo cubierto atribuible al riesgo cubierto.

La ganancia o pérdida relacionadas con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva se reconoce también en el estado de resultados. Los cambios en el valor razonable de los préstamos a tasa de interés fija cubiertos atribuibles al riesgo de tasa de interés se reconocen en el estado de resultados como “costos financieros”.

Si la cobertura deja de cumplir con los criterios para ser reconocida a través del tratamiento contable de coberturas, el ajuste en el valor en libros de la partida cubierta, para la cual se utiliza el método de la tasa de interés efectiva, se amortiza en resultados en el período remanente hasta su vencimiento.

2.10.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reciclan al estado de resultados en los períodos o ejercicios en los que la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias o activos fijos), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen como parte del costo inicial del activo. Los montos diferidos son finalmente reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias, o en la depreciación, si se trata de activos fijos.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando

se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

2.10.3.- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

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 precio medio ponderado (PMP).

Los costos de los productos terminados, de los productos en proceso, como los costos de construcción de transformadores y el de construcción de obras eléctricas para terceros, incluyen los costos de diseño, los materiales eléctricos, la mano de obra directa propia y de terceros y otros costos directos e indirectos de existir, los cuales no incluyen costos por intereses.

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

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 vencimientos no superan los 20 días y los retrasos respecto de dicho plazo generan intereses explícitos.

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

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

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 clasifican como Préstamos 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.

Los acreedores 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.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

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

2.17.- Beneficios a los empleados.

Vacaciones del personal.

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

2.18.- Provisiones.

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

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

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;

- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

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

2.19.- 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.

2.20.- Reconocimiento de ingresos.

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

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

2.20.1.- Ventas de electricidad.

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

2.20.2.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando la Sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente, y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se

asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

2.20.3.- Ingresos por intereses.

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

2.21.- Arrendamientos.

2.21.1.- Cuando la Sociedad es el arrendatario - Arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

2.21.2.- Cuando la Sociedad es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro de propiedad, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

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 del Grupo CGE se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el período en que son declarados y aprobados por los accionistas o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Sociedad enfrenta diversos riesgos inherentes a la actividad que desarrolla 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.- Sector electricidad.

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

En el país existen cuatro sistemas eléctricos, diferenciados por su ubicación geográfica:

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abarca la XV, I y II regiones y que atiende al 6,2% de la población total del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) que cubre desde Tal-Tal (II Región) hasta Chiloé (X Región), más la Región Metropolitana, con un 92,2% de la población del país, el Sistema de Aysén que atiende a la XI Región con un 0,6% de la población y el Sistema de Magallanes presente en la XII Región que atiende al 1,0% de la población.

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados en la IV Región de Coquimbo, Provincia del Limarí. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

3.1.1.- Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). Dicha Ley establece un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico.

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 privado. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

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

Energía del Limarí S.A., distribuye energía eléctrica en la región de Coquimbo y abastece a 11.451 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 44,1 GWh al cierre del ejercicio 2011.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica ha crecido en forma sostenida en los últimos años, impulsada por el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

En Chile, como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo en comparación a otros 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.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes, la Sociedad ha suscrito contratos de suministro de energía y potencia con Endesa con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019 y dos contratos con la empresa Colbún S.A. con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

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 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 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado

por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

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

La Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

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

El valor agregado de distribución remunera:

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

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

i) Precios de servicios asociados al suministro.

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

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

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

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

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

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

3.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participan ENELSA, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en

aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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

3.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELECTRICA S.A., matriz de ENELSA, ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

La Sociedad no está sometida a riesgos de cambios pues no registra activos ni pasivos en moneda extranjera, no estando sometida a riesgos de tipo de cambio.

3.2.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

La Compañía no mantiene deudas expresadas en UF, por lo cual no está sometida a riesgo de variación de UF.

3.2.3.- Riesgo de tasa de interés.

El objetivo de la gestión de riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de financiamiento, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Al cierre del 31 de diciembre de 2011, Energía del Limarí S.A. no registra deuda financiera, por lo cual no está sometida a riesgo de tasa de interés.

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

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

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

Este riesgo de refinanciamiento no existe, ya que la Sociedad no posee actualmente deuda financiera.

3.2.4.1. Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo:

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

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

3.2.4.2. Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes:

Producto de la actual crisis económica se ha observado que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos la Sociedad.

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

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

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de Ingresos Operacionales.

La siguiente tabla muestra la diversificación por tipo de clientes:

	31-12-2011		31-12-2010	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	24%	10.140	25%	10.012
Industrial	2%	14	1%	19
Comercial	1%	126	1%	126
Otros	73%	1.171	73%	1.152
Total	100%	11.451	100%	11.309

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar de la Compañía es levemente superior a 3 meses de ventas en el año 2010 y 2011, coherente con las características propias de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo del 1,1% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos Operacionales	5.344.385	5.162.158
Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	1.240.053	1.747.877
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	113.638	47.604
Rotación cuentas por cobrar (meses)	2,78	4,06
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales (anualizados)	1,1%	0,5%

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

La Sociedad no posee deuda financiera por lo cual este análisis de sensibilidad no se efectúa.

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 ADMINISTRACIÓN.

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

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

4.1.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha

de cierre del período o ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston y Agg.

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo en caja.	2.132	2.019
Saldos en bancos.	19.404	50.108
Total	21.536	52.127

El efectivo y equivalentes a efectivo incluido en los Estados de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no difieren del presentado en los Estados de Flujos de Efectivo.

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

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	21.536	52.127
Total		21.536	52.127

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	1.126.415	1.700.273	0	0
Total	1.126.415	1.700.273	0	0

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	1.240.053	1.747.877	0	0
Total	1.240.053	1.747.877	0	0

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no vencidos 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	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	1.240.053	1.747.877	0	0
Total	1.240.053	1.747.877	0	0

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	113.638	47.604
Total	113.638	47.604

El detalle de movimientos del deterioro de deudores comerciales al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Saldo inicial.	47.604	23.105
Aumento (disminución) del periodo o ejercicio.	66.034	24.499
Total	113.638	47.604

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	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Deudores comerciales.	66.034	24.499
Total	66.034	24.499

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

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

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

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

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

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

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	301.900	305.249	0	0
TOTALES							301.900	305.249	0	0

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Matriz	CL \$	0	57.234	0	0
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	43.090	0	0
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	40.375	0	0	0
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	11.381	0	0	0
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	26.105	0	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	4.940	6.079	0	0
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	148	277	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Asesoría informática	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	100.666	97	0	0
99548240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista	CL \$	0	57	0	0
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	606	0	0
96853490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	1	3	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	41.173	0	0	0
87601500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.642	0	0	0
96763010-1	Empresa Eléct. de Melipilla Colchagua y Maule S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	5.412	0	0	0
96849700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	637	0	0	0
TOTALES							233.480	107.443	0	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 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	Efecto en resultados (cargo) / abono	01-01-2010 31-12-2010	Efecto en resultados (cargo) / abono
						monto M\$	monto M\$	monto M\$	monto M\$
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz	Compra de materiales	CL \$	49.920	(49.920)	4.027	(4.027)
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz	Reembolso de gastos	CL \$	258.318	(258.318)	224.923	(224.923)
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz	Compra de energía y potencia	CL \$	346.169	(346.169)	230.055	(230.055)
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz	Compra de activos	CL \$	146.889	0	199.987	0
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz	Dividendos	CL \$	0	0	57.234	0
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz	Intereses cobrados	CL \$	0	0	2.967	2.967
91143000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz	Otros Servicios	CL \$	11.381	(11.381)	0	0
99548240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Accionista	Dividendos	CL \$	0	0	57	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	330.000	0	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	320.000	0	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Intereses cobrados	CL \$	6.651	6.651	5.245	5.245
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	65.576	(65.576)	85.469	(85.469)
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Asesoría informática	CL \$	84.593	(84.593)	1.750	(1.750)
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	2.528	(2.528)	4.861	(4.861)
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	246	(246)	3.829	(3.829)
96853490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas licuado	CL \$	28	(28)	1.077	(1.077)
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	6.250	(6.250)	19.286	(19.286)
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	315	(315)	11.872	(11.872)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	360.629	(360.629)	116.851	(116.851)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	20.919	20.919	0	0
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	0	0	114.234	114.234
96719210-4	CGE Transmisión S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	742	(742)
87601500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	2.740	(2.740)	0	0
87601500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	905	905	0	0
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	1.084	1.084	0	0
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	4.548	(4.548)	0	0
96541920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	25	25	0	0
96849700-6	Empresa Eléctrica de Talca S. A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	23	23	0	0
96849700-6	Empresa Eléctrica de Talca S. A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	535	(535)	0	0
						2.020.272	(1.164.169)	1.084.466	(582.296)

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

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

El Directorio está conformado por los siguientes integrantes:

- Rodrigo Vidal Sánchez Presidente
- Mario Cuevas Matas Vicepresidente
- Andrea Urrutia Avilés Director
- Jaime Soto Molina Director
- Sergio León Flores Director

Los Directores en ejercicio no reciben ningún tipo de remuneración.

8.- INVENTARIOS.

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

Clases de inventarios	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Suministros para la producción.	0	473
Total	0	473

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	31-12-2010
	M\$	M\$
Pagos provisionales mensuales.	56.366	45.411
Rebajas al impuesto.	25.377	8.531
Créditos al impuesto.	0	8.378
Total	81.743	62.320

Pasivos por impuestos	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	1.282	21.897
Total	1.282	21.897

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.	80.461	40.423
Pasivos por impuestos por pagar.	0	0

10.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

10.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por derechos de explotación exclusiva de clientes regulados, servidumbres de paso y software computacionales. 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\$
Programas informáticos, neto.	817	2.450
Otros activos intangibles identificables, neto.	28.838	28.894
Total	29.655	31.344

Clases de activos intangibles, bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	8.021	8.021
Otros activos intangibles identificables, bruto.	28.938	28.938
Total	36.959	36.959

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	7.204	5.571
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	100	44
Total	7.304	5.615

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	7.304	5.615
Total	7.304	5.615

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro 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	1	1
Concesiones	Vida	Indefinida	Indefinida
Servidumbres	Vida	Indefinida	Indefinida
Otros activos intangibles.	Vida	1	3

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

Movimientos en activos intangibles	2011		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	2.450	28.894	31.344
Amortización.	(1.633)	(56)	(1.689)
Cambios, total	(1.633)	(56)	(1.689)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011	817	28.838	29.655

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	5.512	28.899	34.411
Amortización.	(3.062)	(5)	(3.067)
Cambios, total	(3.062)	(5)	(3.067)
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2010	2.450	28.894	31.344

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.	1.812	Vida útil indefinida
Concesiones.	9.519	Vida útil indefinida
Otros intangibles.	17.507	Vida útil indefinida
Total	28.838	

El cargo a resultados por amortización de intangibles 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.	1.689	3.067
Total	1.689	3.067

10.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

10.2.1.- 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.

10.2.2.- Información sobre las concesiones de servicio.

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

11.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

11.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes del Energía del Limarí S. A..

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para planta y equipo.	20	80
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

11.2.- Detalle de los rubros.

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

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Construcciones en curso.	0	1.641
Planta y equipos.	3.694.036	3.965.600
Líneas y redes de media y baja tensión.	3.612.727	3.943.513
Medidores.	81.309	22.087
Instalaciones fijas y accesorios	152.200	188.484
Herramientas.	136.810	136.553
Muebles y útiles.	15.390	51.931
Vehículos de motor.	12.159	15.549
Total	3.858.395	4.171.274

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Construcciones en curso.	0	1.641
Planta y equipos.	8.708.019	8.523.665
Líneas y redes de media y baja tensión.	8.399.398	8.272.213
Medidores.	308.621	251.452
Instalaciones fijas y accesorios	263.743	293.459
Herramientas.	235.207	215.111
Muebles y útiles.	28.536	78.348
Vehículos de motor.	32.805	32.805
Total	9.004.567	8.851.570

11.2.3.- Valores brutos 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.	5.013.983	4.558.065
Líneas y redes de media y baja tensión.	4.786.671	4.328.700
Medidores.	227.312	229.365
Instalaciones fijas y accesorios	111.543	104.975
Herramientas.	98.397	78.558
Muebles y útiles.	13.146	26.417
Vehículos de motor.	20.646	17.256
Total	5.146.172	4.680.296

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

Movimiento año 2011	Construcción en curso M\$	Planta y equipo, neto M\$	Instalaciones fijas y accesorios, neto M\$	Vehículos de motor, neto M\$	Propiedades, planta y equipo, neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011	1.641	3.965.600	188.484	15.549	4.171.274
Cambios					
Adiciones.		162.540	21.674		184.214
Retiros.		(14.788)			(14.788)
Gasto por depreciación.		(453.661)	(23.613)	(3.390)	(480.664)
Otros incrementos (decrementos).	(1.641)	34.345	(34.345)		(1.641)
Total cambios	(1.641)	(271.564)	(36.284)	(3.390)	(312.879)
Saldo Final al 31/12/2011	0	3.694.036	152.200	12.159	3.858.395

Movimiento año 2010	Construcción en curso	Planta y equipo, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Saldo Inicial al 01/01/2010	18.750	2.507.842	150.166	19.283	2.696.041
-----------------------------	--------	-----------	---------	--------	-----------

Cambios	Adiciones.			197.620	4.010		201.630	
	Gasto por depreciación.			(334.167)	(20.390)	(3.734)	(358.291)	
	por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones)	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.			1.594.305	54.698		1.649.003
		Sub total reconocido en patrimonio neto		0	1.594.305	54.698	0	1.649.003
	Otros incrementos (decrementos).		(17.109)				(17.109)	
	Total cambios		(17.109)	1.457.758	38.318	(3.734)	1.475.233	

Saldo Final al 31/12/2010	1.641	3.965.600	188.484	15.549	4.171.274
---------------------------	-------	-----------	---------	--------	-----------

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

ENELSA, 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 tanto en el sector como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

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

Las redes de distribución eléctrica se revaluaron al cierre de los presentes estados financieros al 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integrales. Este proceso implicó un efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$1.649.003 y el saldo revaluado de Propiedades, Plantas y Equipos al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$2.007.693.-

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	0	1.584.693
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	207.450	0

11.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedad, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, puede 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 los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2010 asciende a 4 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

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

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

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 (pérdidas) acumuladas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este 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	31-12-2010
	M\$	M\$
Planta y equipos.	1.883.899	2.094.460
Total	1.883.899	2.094.460

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Saldo inicial	2.007.693	369.075
Ajustes de revaluación.	0	1.649.003
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(60.746)	(10.385)
Movimiento del periodo	(60.746)	1.638.618
Total	1.946.947	2.007.693

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	31-12-2010
	M\$	M\$
Construcción en curso	0	1.641
Instalaciones fijas y accesorios	15.390	51.931
Vehículos de motor	12.159	15.549
Total	27.549	69.121

12.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

12.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos	49.297	39.702
Relativos a acumulaciones (o devengos).	1.097	944
Relativos a provisiones.	85.718	796
Relativos a pérdidas fiscales.	30.971	0
Relativos a cuentas por cobrar.	22.728	8.093
Relativos a otros.	5.809	0
Total	195.620	49.535

12.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Relativos a revaluaciones de propiedad, Plantas y Equipos	336.113	341.309
Relativos a otros.	0	603
Total	336.113	341.912

12.3.- 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	31-12-2010
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	49.535	4.726
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	146.085	44.809
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	146.085	44.809
Total	195.620	49.535

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	31-12-2010
	M\$	M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	341.912	72.730
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(5.799)	269.182
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(5.799)	269.182
Total	336.113	341.912

12.4.- 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	195.620	(195.620)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(336.113)	195.620	(140.493)
Total	(140.493)	0	(140.493)
31-12-2010			
- Activos por impuestos diferidos	49.535	(49.535)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(341.912)	49.535	(292.377)
Total	(292.377)	0	(292.377)

13.- 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.	557.663	701.850	0	0
Retenciones.	2.857	3.045	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	9.124	8.699	0	0
Proveedores no energéticos.	183.270	7.460	0	0
Acreedores varios.	700	43.699	0	0
Otros.	4.951	0	0	0
Total	758.565	764.753	0	0

13.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Vacaciones del personal.	5.484	4.719	0	0
Bonificaciones de feriados.	3.640	3.980	0	0
Total	9.124	8.699	0	0

14.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos diferidos. (*)	29.044	5.107	0	0
Otros.	11	0	0	0
Total	29.055	5.107	0	0

14.1.- 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	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	29.044	5.107	0	0
Total	29.044	5.107	0	0

El movimiento de este rubro 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	5.107	157
Adiciones.	24.397	4.950
Imputación a resultados.	460	0
Total	29.044	5.107

14.2.- Contratos de construcción.

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

14.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	17.673	48.755
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	0	(52.257)
Margen de contratos en construcción	17.673	(3.502)

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

Detalle	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	29.044	5.107

15.- PATRIMONIO NETO.

15.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$3.494.864 respectivamente.

15.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el capital de la Sociedad está representado por 1.000 acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

15.3.- Política de dividendos.

La política de dividendos aprobada por el Directorio e informada en la 6° Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 13 de abril de 2011, contempló repartir a lo menos un 30% de las utilidades líquidas de la Compañía.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará 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.

15.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas N°6, celebrada el 13 de abril de 2011, se aprobó el pago de un dividendo definitivo N° 3 de \$57.292 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 20 de abril de 2011.

31-12-2011						
Descripción de dividendo pagado	Descripción de clase de acciones para las cuales existe dividendo pagado	Fecha del dividendo pagado	Importe de dividendo, bruto M\$	Importe de dividendo, neto de impuestos M\$	Número de acciones sobre las que se paga dividendo	Dividendo por acción \$
Dividendo Definitivo N° 3	Serie Única	29-04-2011	57.292	57.292	1.000	57.292
Total			57.292	57.292		

15.5.- Reservas.

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

15.5.1.- Superávit por revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$1.368.673.- y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2011, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$1.615.192.

15.5.2.- Otras reservas.

Corresponde a 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.

16.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.
16.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Ventas	5.173.457	4.631.091
Venta de energía.	5.173.457	4.631.091
Prestaciones de servicios	170.928	531.067
Arriendo de equipos de medida.	91.400	92.338
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	7.009	7.513
Apoyos en postación.	7.300	5.377
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	32.567	151.750
Otras prestaciones	32.652	274.089
Total	5.344.385	5.162.158

17.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems 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:

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Costo de venta	5.519.992	4.650.627
Costo de administración	686.345	352.458
	6.206.337	5.003.085

17.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$

Compra de energía.	4.392.082	3.901.998
Gastos de personal.	126.805	107.337
Gastos de operación y mantenimiento.	153.564	180.330
Gastos de administración.	434.438	292.505
Depreciación.	480.664	358.291
Amortización.	1.689	3.067
Otros gastos varios de operación.	617.095	159.557

Total	6.206.337	5.003.085
--------------	------------------	------------------

17.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$

Sueldos y salarios.	114.984	92.939
Otros gastos de personal.	11.821	14.398

Total	126.805	107.337
--------------	----------------	----------------

Otros Gastos del Personal	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$

Colaciones y Viáticos	4.597	6.001
Seguros Médicos	2.215	4.059
Otros	5.009	4.338

Total	11.821	14.398
--------------	---------------	---------------

17.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	480.664	358.291
Total depreciación	480.664	358.291
Amortización		
Gasto de administración.	1.689	3.067
Total amortización	1.689	3.067
Total	482.353	361.358

18.- RESULTADO FINANCIERO.

Resultado financiero	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Otros ingresos financieros.	6.674	10.237
Total Ingresos financieros	6.674	10.237
Costos financieros		
Otros gastos.	(175.502)	0
Total costos financieros	(175.502)	0
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	1.766	784
Total resultado financiero	(167.062)	11.021

19.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$172.667 y de M\$29.047 al 31 de diciembre de 2010.

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	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	25.377	(5.212)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(3.312)	(5.015)
Otros gastos por impuesto corriente.	(1.282)	(16.684)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	20.783	(26.911)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	151.884	55.958
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	151.884	55.958
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	172.667	29.047

19.2.- 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	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	20.783	(26.911)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	20.783	(26.911)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	151.884	55.958
Total gasto por impuestos diferidos, neto	151.884	55.958
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	172.667	29.047

19.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

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

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	209.476	(27.527)
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	1.028	23.944
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(8.573)	(3.369)
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	(1.282)	(16.684)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	(27.982)	52.683
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(36.809)	56.574
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	172.667	29.047

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

Importes antes de impuestos	01-01-2011			01-01-2010		
	31-12-2011			31-12-2010		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Revalorizaciones de propiedades, plantas y equipos.	0	0	0	1.649.003	(280.330)	1.368.673
Total	0	0	0	1.649.003	(280.330)	1.368.673

20.- GANANCIAS POR ACCION.

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

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	(874.714)	190.972
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	(874.714)	190.972
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	(874.714,00)	190.972,00
Cantidad de acciones	1.000	1.000

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

21.- INFORMACION POR SEGMENTO.

Energía del Limarí S. A. no presenta información por segmento, debido a que sus resultados están en base sólo a servicios regulados en distribución de energía eléctrica.

22.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

A la fecha la Sociedad no presenta trámites o procedimientos judiciales o extrajudiciales o de juicios iniciados por la Sociedad o seguidos en su contra y de los que pudiera resultar eventuales pasivos para la Sociedad, por montos iguales o superiores a M\$20.000.

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

A la fecha la Sociedad no presenta garantías comprometidas con terceros.

24.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal de ENELSA es la siguiente, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Subsidiaria	31-12-2011				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	

Ovalle	0	5	5	10	10
--------	---	---	---	----	----

Total	0	5	5	10	10
--------------	----------	----------	----------	-----------	-----------

Subsidiaria	31-12-2010				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	

Ovalle	0	5	5	10	11
--------	---	---	---	----	----

Total	0	5	5	10	11
--------------	----------	----------	----------	-----------	-----------

25.- MEDIO AMBIENTE

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de la energía eléctrica, cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones medioambientales. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa 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.

26.- HECHOS POSTERIORES.

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