



EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los períodos terminados
al 30 de junio de 2011 y 2010**

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
INDICE

	Página N°
I.- INFORME DE REVISION LIMITADA DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	5
II.- ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
Activos	6
Patrimonio neto y Pasivos	7
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION.	8
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL.	9
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	10
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	12
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	13
2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	13
2.1.- Bases de preparación de los estados financieros intermedios.	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 período 2011, para las cuales no se han 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.	18
2.7.- Propiedades de inversión.	19
2.8.- Activos intangibles.	19
2.9.- Costos por intereses.	20
2.10.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	20
2.11.- Activos financieros.	20
2.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	21
2.13.- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	21
2.14.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	22
2.15.- Capital social.	22
2.16.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	22
2.17.- Préstamos y otros pasivos financieros.	22
2.18.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	22
2.19.- Beneficios a los empleados.	23
2.20.- Provisiones.	24
2.21.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	25
2.22.- Reconocimiento de ingresos.	25
2.23.- Contratos de construcción.	25
2.24.- Distribución de dividendos.	26

	Página N°
3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	26
3.1.- Descripción del mercado donde opera la Sociedad.	26
3.2.- Riesgo financiero.	33
3.3.- Control Interno.	37
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	37
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	37
4.2.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	38
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	38
5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	38
6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	39
7.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	41
7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	41
7.2.- Directorio y gerencia de la Sociedad.	43
8.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	44
9.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	44
10.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	44
10.1.- Composición del Rubro.	44
10.2.- Inversión en asociadas.	45
10.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.	46
11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	46
11.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.	46
12.- PLUSVALIA	48
13.- PROPIEDADES DE INVERSION	48
13.1.- Composición y movimientos del rubro.	48
13.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	49
13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	49
14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	49
14.1.- Vidas Útiles.	49
14.2.- Detalle de los rubros.	49

	Página N°
14.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	51
14.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.	52
14.5.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	52
14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	52
15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	53
15.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.	54
15.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado intermedio de situación financiera.	54
15.3.- Compensación de partidas.	55
16.- PASIVOS FINANCIEROS.	55
16.1.- Préstamos bancarios – desglose de monedas y vencimientos.	55
17.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	56
17.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	56
18.- OTRAS PROVISIONES.	56
18.1.- Provisiones – Saldos.	56
18.2.- Movimiento de las provisiones.	57
19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	57
19.1.- Detalle del rubro.	57
19.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	58
19.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	58
19.4.- Gastos reconocidos en el estado intermedio de resultados por función.	58
19.5.- Hipótesis actuariales.	58
20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	59
20.1.- Ingresos diferidos.	59
20.2.- Contratos de construcción.	59
21.- PATRIMONIO NETO.	60
21.1.- Capital suscrito y pagado.	60
21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	60
21.3.- Políticas de dividendos.	60
21.4.- Dividendos.	61
21.5.- Reservas.	61
21.6.- Ganancias (pérdidas) acumulada.	62
22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	62

	Página N°
22.1.- Ingresos ordinarios.	62
22.2.- Otros ingresos, por función.	63
23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	63
23.1.- Gastos por naturaleza.	63
23.2.- Gastos de personal.	63
23.3.- Depreciación y amortización.	64
23.4.- Otras ganancias (pérdidas).	64
24.- RESULTADO FINANCIERO.	64
25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	65
25.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	65
25.2.- Localización del efecto en resultado por impuesto a las ganancias.	66
25.3.- Conciliación entre el resultado por impuesto a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	66
26.- GANANCIA POR ACCION.	66
27.- INFORMACION POR SEGMENTO.	67
27.1.- Criterios de segmentación.	67
27.2.- Cuadros de resultados.	68
28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	69
28.1.- Juicios y otras acciones legales.	69
28.2.- Sanciones administrativas.	70
28.3.- Restricciones.	70
29.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	70
30.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.	70
31.- MEDIO AMBIENTE.	70
32.- HECHOS POSTERIORES.	71



PricewaterhouseCoopers

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 24 de agosto de 2011

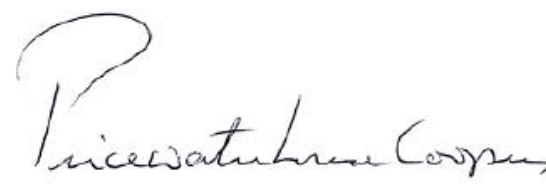
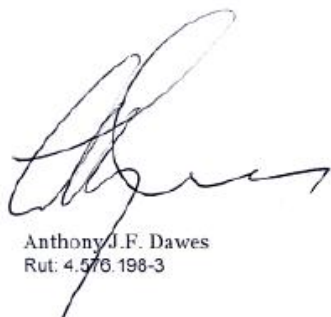
Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.

Hemos efectuado una revisión al estado intermedio de situación financiera de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. al 30 de junio de 2011 y a los estados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2011 y 2010 y los correspondientes estados de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas fechas. La Administración de Empresa Eléctrica de Iquique S.A. es responsable por la preparación y presentación de estos estados financieros intermedios y sus correspondientes notas de acuerdo con NIC 34 "Información financiera intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Nuestra responsabilidad es emitir un informe sobre esta información financiera intermedia basados en nuestra revisión.

Hemos efectuado la revisión de acuerdo con normas de auditoría establecidas en Chile para una revisión de información financiera intermedia. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos financieros y contables. El alcance de estas revisiones es significativamente menor que el de una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados financieros tomados en su conjunto. Por lo tanto, no expresamos tal opinión.

Basados en nuestras revisiones, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera efectuarse en los estados financieros mencionados en el primer párrafo, para que éstos estén de acuerdo con NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Con fecha 21 de febrero de 2011 emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009 de Empresa Eléctrica de Iquique S.A., en los cuales se incluye el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2010 que se presenta en los estados financieros adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Anthony J.F. Dawes
Rut: 4.576.198-3

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	449.407	1.069.801
Otros activos no financieros.	9	9.042	23.594
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	6	7.237.882	7.578.486
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	5.885.346	3.853.813
Inventarios.		74	3.624
Activos por impuestos.	8	112.063	134.879
Total activos corrientes		13.693.814	12.664.197
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por cobrar.	6	192.488	201.126
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	7	7.794	7.639
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	10	9.725.642	9.598.250
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	11	1.502	914
Plusvalía.	12	394.301	394.301
Propiedades, planta y equipo.	14	29.238.025	29.072.987
Propiedad de inversión.	13	136.500	136.500
Total activos no corrientes		39.696.252	39.411.717
TOTAL ACTIVOS		53.390.066	52.075.914

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	135.333	83.048
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	17	4.909.724	4.838.155
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	2.084.152	1.582.017
Otras provisiones.	18	101.623	83.639
Otros pasivos no financieros.	20	87.096	268.194
Total pasivos corrientes		7.317.928	6.855.053
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	16	14.644.336	14.353.763
Otras cuentas por pagar.	17	107.395	107.213
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7	33.218	32.558
Pasivo por impuestos diferidos.	15	847.274	884.398
Provisiones por beneficios a los empleados.	19	1.168.341	1.105.177
Otros pasivos no financieros.	20	13.383	14.929
Total pasivos no corrientes		16.813.947	16.498.038
TOTAL PASIVOS		24.131.875	23.353.091
PATRIMONIO			
Capital emitido.	21	8.678.041	8.678.041
Ganancias (pérdidas) acumuladas.		9.944.624	9.069.307
Primas de emisión.		104.285	104.285
Otras reservas.	21	10.531.241	10.871.190
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		29.258.191	28.722.823
Total patrimonio		29.258.191	28.722.823
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		53.390.066	52.075.914

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	1/01/2011	1/01/2010	1/04/2011	1/04/2010
	al	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	22	24.655.654	23.767.500	12.436.119	11.725.281
Costo de ventas	23	(20.703.657)	(20.060.376)	(10.486.236)	(9.679.297)
Ganancia bruta		3.951.997	3.707.124	1.949.883	2.045.984
Otros ingresos, por función.	22	33.700	27.656	16.913	13.862
Gasto de administración.	23	(2.123.735)	(1.792.008)	(1.093.583)	(1.045.097)
Otras ganancias (pérdidas).	23	(107.137)	(103.074)	(65.201)	(100.427)
Ingresos financieros.	24	315.271	273.243	171.616	131.052
Costos financieros.	24	(187.590)	(220.667)	(89.815)	(99.271)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	10	454.716	413.360	252.567	201.027
Resultados por unidades de reajuste.	24	(286.762)	(172.265)	(205.782)	(135.982)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		2.050.460	2.133.369	936.598	1.011.148
Gasto por impuestos a las ganancias.	25	(271.150)	(243.652)	(98.776)	(118.173)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Ganancia (pérdida)		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Ganancia (pérdida)		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Ganancias por acción					
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)					
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	26	10	10	5	5
Ganancia (pérdida) por acción básica.		10	10	5	5

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.
 (Expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO INTERMEDIO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01/01/2011	01/01/2010	01/04/2011	01/04/2010
	al	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Total resultado integral		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Total resultado integral		1.779.310	1.889.717	837.822	892.975

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

30 de junio de 2011.

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	8.678.041	104.285	9.412.478	1.458.712	10.871.190	9.069.307	28.722.823	28.722.823
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						1.779.310	1.779.310	1.779.310
Resultado integral.							1.779.310	1.779.310
Dividendos.						(1.243.942)	(1.243.942)	(1.243.942)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.			(2.137.773)	1.797.824	(339.949)	339.949	0	0
Total de cambios en patrimonio	0	0	(2.137.773)	1.797.824	(339.949)	875.317	535.368	535.368
Saldo final al 30/06/2011	8.678.041	104.285	7.274.705	3.256.536	10.531.241	9.944.624	29.258.191	29.258.191

30 de junio de 2010.

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	8.678.041	104.285	7.359.582	1.738.663	9.098.245	7.543.349	25.423.920	25.423.920
Cambios en patrimonio								
Resultado integral.								
Ganancia (pérdida).						1.889.717	1.889.717	1.889.717
Resultado integral.							1.889.717	1.889.717
Dividendos.						(1.134.183)	(1.134.183)	(1.134.183)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.	0	0	(176.531)	0	(176.531)	176.531	0	0
Total de cambios en patrimonio	0	0	(176.531)	0	(176.531)	932.065	755.534	755.534
Saldo final al 30/06/2010	8.678.041	104.285	7.183.051	1.738.663	8.921.714	8.475.414	26.179.454	26.179.454

EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO INTERMEDIO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	30/06/2011	30/06/2010
	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.		29.695.743	29.195.909
Otros cobros por actividades de operación.		58.647	35.438
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(23.473.060)	(24.183.904)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(1.581.275)	(1.292.750)
Otros pagos por actividades de operación.		(647.402)	(618.339)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos recibidos.		321.811	303.068
Intereses pagados.		0	(292.703)
Intereses recibidos.		108.377	11.503
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(275.674)	(313.518)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(20.089)	(15.641)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		4.187.078	2.829.063
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7	(2.181.110)	(1.620.955)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		2.200	0
Compras de propiedades, planta y equipo.		(1.024.793)	(1.104.186)
Compras de activos intangibles.		0	(1.299)
Cobros a entidades relacionadas.	7	420.489	923.980
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(2.783.214)	(1.802.460)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		0	0
Préstamos de entidades relacionadas.	7	546.386	0
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	7	(1.000.175)	0
Dividendos pagados.		(1.455.727)	(1.132.227)
Intereses pagados.		(114.742)	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(2.024.258)	(1.132.227)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(620.394)	(105.624)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		0	0
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(620.394)	(105.624)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		1.069.801	530.664
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.	5	449.407	425.040

**EMPRESA ELECTRICA DE IQUIQUE S.A.
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2011 Y 2010.**

1.- INFORMACION GENERAL.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Emel Norte S.A. (en adelante la “Sociedad Matriz”).

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

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Zegers 469 en la ciudad de Iquique en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con fecha 12 de Enero de 1989, en la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0335 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica de Chile.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A. tiene como objeto social principal el de distribuir, transmitir y comercializar energía eléctrica en la I Región de Chile, teniendo como preocupación preferente la atención a sus clientes, los cuales se encuentran repartidos en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huara, y Alto Hospicio, entre otros.

Estos estados financieros intermedios correspondientes al período terminado al 30 de junio de 2011, fueron aprobados por el Directorio en Sesión Ordinaria N°365 de fecha 24 de agosto de 2011.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros intermedios.

Los presentes estados financieros intermedios de la Sociedad han sido preparados de acuerdo a la Norma Internacional de Contabilidad N°34 (NIC 34) incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

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

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

En la preparación de estos estados financieros intermedios 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 intermedios se describen en la Nota N° 4.

Para el período terminado al 30 de junio de 2011 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el período terminado al 30 de junio de 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del período 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 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.
- 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.
- 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 diferencia entre el

valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.

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

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

- Enmienda a la NIC 12, “impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para propiedades de inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 “Propiedad de inversión”. La excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de 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 en los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”. Emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados. El principal efecto previsto para la Sociedad radica en la eliminación del método “del corredor” utilizado para el reconocimiento de los resultados actuariales

derivados de planes de beneficios definidos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida.

- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta, pero de manera no significativa. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.
- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- NIC 28 “Inversiones en asociadas y joint venture”. Emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

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

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 intermedios.

2.4.- Transacciones en moneda extranjera.

2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

2.4.2.- Transacciones y saldos.

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

2.4.3.- Tipos de cambio.

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

Fecha	CL\$ / US\$	CL\$ / UF
30/06/2010	547,19	21.202,16
31/12/2010	468,01	21.455,55
30/06/2011	468,15	21.889,89

CL\$ = Pesos chilenos

US\$ = Dólar estadounidense

UF = Unidad de Fomento

2.5.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de

los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctricos regulados y no regulados para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N° 27.

2.6.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

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

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

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

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

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

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reservas o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia

entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

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

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan, y ajustan si es necesario, en cada cierre del estado de situación financiera, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con el valor de 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 una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

2.7.- Propiedades de inversión.

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

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

2.8.- Activos intangibles.

2.8.1.- Menor valor o plusvalía comprada (Goodwill)

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de subsidiarias a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con las adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida.

La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas

unidades generadoras de efectivo, que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al estado de resultados.

2.8.2.- Programas informáticos.

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

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

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

2.9.- Costos por intereses

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

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

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

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

2.11.- Activos financieros.

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

mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

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

2.12.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

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

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

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

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

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

Cuando la participación de la Sociedad en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no

asegurada, la Sociedad no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

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

En el caso de Empresa Eléctrica de Iquique S.A., las Sociedades que poseen inversión en asociadas del mismo grupo, pasan a ser tratadas como subsidiarias en cuanto a la presentación de la plusvalía por poseer el control dentro del grupo.

2.14.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado intermedio de situación financiera, los sobregiros, de existir, se clasificarían como Pasivos Financieros en el Pasivo Corriente.

2.15.- 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.

2.16.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes se reconocen a su valor nominal, ya que su plazo medio de pago es reducido y no existe diferencia material con su valor razonable.

2.17.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

2.18.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio o período comprende al impuesto a la renta corriente y al impuesto diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados,

excepto cuando se trata de partidas que se reconocen directamente en el patrimonio en otros resultados integrales o provenientes de una combinación de negocios.

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

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

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

2.19.- Beneficios a los empleados.

2.19.1.- Vacaciones del personal.

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

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

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

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera intermedio es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad denominados en la misma moneda en la que los

beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

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

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

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 2.19.2., se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido ya sea:

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

2.19.4.- Participación en las utilidades.

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

2.20.- Provisiones.

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

Las provisiones para litigios y otras contingencias se reconocen cuando:

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

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

incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

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

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

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

2.22.- Reconocimiento de ingresos.

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

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

2.22.1.- Ventas de electricidad.

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

2.22.2.- Ingresos por intereses.

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

2.23.- 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.

2.24.- Distribución de dividendos.

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

3. POLÍTICA DE GESTION DE RIESGOS.

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

3.1. Descripción del mercado donde opera la Sociedad.

ELIQA participa en el negocio de transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Tarapacá.

3.1.1. Aspectos Regulatorios.

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

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

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

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

Durante el año 2010, el hito regulatorio más relevante tiene relación con el “Proceso de Tarificación de Sistemas de Subtransmisión”. Durante este ejercicio continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

En ese ámbito, el 15 de diciembre de 2009, el Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por algunos participantes en relación con las Bases Técnicas Definitivas para la realización de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión.

El aspecto más relevante de dichas discrepancias dice relación con el hecho de que en las referidas bases se consideró que el estudio debe reconocer y recoger: a) Las economías de ámbito asociadas a la integración vertical con otros segmentos; b) Las economías de escala propias del mercado; c) Las economías debido a la integración horizontal con otros Sistemas de Subtransmisión o servicios administrados por empresas relacionadas.

Al respecto, algunas empresas solicitaron al Panel que dictaminara que debía eliminarse el Capítulo II de las Bases Definitivas el punto 4.5 denominado “De Las Economías de Ámbito y Escala”, lo que fue acogido por el Panel de Expertos.

Así, mediante Resolución Exenta N° 75 del 27 de enero de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó las Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, considerando el mencionado Dictamen N° 15-2009 del Panel de Expertos.

Por otra parte, mediante Decretos N° 121/2010 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y N° 89/2010 y N° 134/2010, ambos del Ministerio de Energía, se determinaron las líneas y subestaciones del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central clasificadas como de subtransmisión. Dichas instalaciones y sus respectivos sistemas deben considerarse para la realización de los estudios del valor anual de subtransmisión correspondientes, sin perjuicio de la calificación que se realice en el decreto que fija las instalaciones del sistema de transmisión troncal.

El artículo 111° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema. Así, durante el mes de agosto de 2010, las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión hicieron entrega a la Comisión Nacional de Energía de los estudios elaborados por los consultores contratados por ellas.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 506, de fecha 16 de agosto de 2010, la Comisión Nacional de Energía aprobó la convocatoria a audiencias públicas, con el objeto que los consultores expusieran los resultados de los estudios realizados para cada uno de los sistemas de subtransmisión.

Una vez realizada dichas audiencias, la Comisión dispone de un plazo de 3 meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, debiendo emitir el Informe Técnico, lo que a la fecha no se ha materializado. En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas podrán requerir la intervención del Panel de Expertos dentro del plazo de 15 días, contado desde la comunicación del Informe Técnico. El Panel cuenta con un plazo de 30 días para resolver las discrepancias que surjan.

Actualmente la Comisión Nacional de Energía se encuentra revisando las observaciones al proceso tarifario levantadas por el Panel de Expertos.

3.1.2. Mercado de distribución de electricidad.

ELIQA participa en el negocio de distribución de energía eléctrica abasteciendo a 84.979 clientes en la Región de Tarapacá, con ventas físicas que alcanzaron a 241 GWh al cierre del período comprendido entre enero y junio de 2011.

Contratos de suministro

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, la distribuidora del SING, cuenta con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador GasAtacama Generación. Este contrato está vigente hasta el 31 de diciembre de 2011. Por otra parte, durante el ejercicio 2009, vía licitación pública se firmó el contrato de suministro de energía y potencia con E-CL, el cual entrará en vigencia desde enero 2012 por un período de 14 años (dic-2026).

Demanda

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

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

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

Precios

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un monopolio natural.

Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

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

Valor agregado de distribución

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2012, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II); un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

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

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

Así, el retorno sobre la inversión para una distribuidora dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para la empresa modelo. El

sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El valor agregado de distribución considera:

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

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

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

Precios de servicios asociados al suministro

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

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto Supremo N° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 04 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 04 de diciembre de 2009.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe

hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

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

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

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

3.1.3. Mercado de transmisión de electricidad.

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

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

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

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

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

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

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

Precios

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

Resumidamente el proceso consiste en calcular una tarifa para los servicios regulados de la empresa transmisora de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantenimiento y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último decreto que fija las tarifas de subtransmisión, publicado el 9 de enero de 2009, que rigen desde el 14 de enero de ese año y que tendrán vigencia hasta el 31 de octubre de 2010, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideran tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2006 al 2010.

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

De esta forma, se puede concluir que el negocio de transmisión y transformación de electricidad, posee un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista regulatorio y tarifario, al contar con un marco regulatorio estable donde los precios son

determinados con mecanismos de carácter técnico, diseñados para obtener una rentabilidad justa para los activos invertidos en este sector.

Demanda

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

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

3.2. Riesgo financiero.

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

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

3.2.1. Riesgo de tipo de cambio.

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

Al cierre del primer semestre 2011, la deuda financiera de ELIQUA alcanzó a M\$ 14.779.669, la que se encuentra denominada en unidades de fomento o pesos.

2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	14.779.669	100%
Total deuda financiera	14.779.669	100%

2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	14.436.811	100%
Total deuda financiera	14.436.811	100%

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

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento (UF) debido a la variación del valor de la UF en el período, se observa un impacto negativo de M\$ 290.573.

2011		UF	M\$
AL 31-12-2010	No se amortiza en 6 meses Efecto amortización	669.000	14.353.763
Al 30/06/2011		669.000	14.644.336
Efecto por unidad de reajuste			290.573

2010		UF	M\$
AL 31-12-2009	No se amortiza en 6 meses Efecto amortización	669.000	14.010.787
Al 30/06/2010		669.000	14.184.245
Efecto por unidad de reajuste			173.458

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

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Sociedad podría haber oscilado entre una utilidad por la variación de la unidad de fomento respecto del peso o una pérdida de M\$ 146.444 para el período recién concluido.

3.2.2. Riesgo de tasa de interés.

La Sociedad tiene el 100% de la deuda financiera estructurada a tasa variable.

2011	M\$	%
Deuda a tasa variable	14.779.669	100%
Total deuda Financiera	14.779.669	100%

2010	M\$	%
Deuda a tasa variable	14.436.811	100%
Total deuda Financiera	14.436.811	100%

Al efectuar un análisis de sensibilidad de la deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 73.898 de mayor gasto por intereses.

3.2.3. Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

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

A nivel del Grupo CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos

financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Sociedad. Sin perjuicio de lo anterior, la Sociedad cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

El flujo que genera la deuda financiera de ELIQUISA se ha estructurado en un 2% a corto plazo y 98% a largo plazo, mediante créditos bancarios, como se indica en el siguiente cuadro:

M\$ al 30/06/11	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	317.704	15.280.614	15.598.318
Total	317.704	15.280.614	15.598.318
	2%	98%	100%

M\$ al 31/12/10	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	TOTAL
Bancos	227.420	14.923.871	15.151.291
Total	227.420	14.923.871	15.151.291
	2%	98%	100%

3.2.4. Riesgo de crédito.

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

El riesgo está diversificado en un gran número de clientes, donde los tres clientes más grandes equivalen a un 16% de las ventas. Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

2011	Ventas	Clientes
Residencial	34,47%	77.447
Industrial	22,38%	361
Comercial	37,36%	5.807
Otros	5,79%	1.364
Total	100%	84.979

2010	Ventas	Clientes
Residencial	35,99%	76.438
Industrial	20,93%	361
Comercial	36,66%	5.722
Otros	6,42%	1.350
Total	100%	83.871

Por la modalidad de pago y el período del mes en que reciben sus ingresos los clientes, aproximadamente el 34% de la recaudación se concentra dentro del plazo de pago.

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

3.2.5. Riesgo de liquidez.

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

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

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

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

Para el período enero – junio de 2011, considerando la estructura de compra y venta física y los niveles de precios y tarifas que se observan, es posible determinar que por cada punto porcentual en que se incrementa el precio de nudo, se produce un requerimiento a financiar del 70% que se recupera con el perfil de pago de los clientes.

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

En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. La legislación aporta con un factor importante para mitigar este riesgo, el cobro por Pago Fuera de Plazo que faculta a las distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse.

Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos en la Sociedad.

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

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios de la empresa al 30 de junio de 2011. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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

Pasivos Financieros 2011 M\$	Valor Libro al 30-06-2011 M\$	Valor Justo al 30-06-2011 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	14.779.669	14.322.860	-3,09%

Pasivos Financieros 2010 M\$	Valor Libro al 31-12-2010 M\$	Valor Justo al 31-12-2010 M\$	Diferencia %
Total Pasivo Financiero	14.436.811	13.749.024	-4,76%

3.3. Control interno.

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

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

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

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

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en Nota 2.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

Los resultados de las estimaciones efectuadas no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 12).

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

La Sociedad determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza el Grupo CGE para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, el Grupo CGE considera las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 19 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, planta y equipo. Las tasaciones vinculadas con las redes de subtransmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR/VI) de los activos utilizada en los informes presentados periódicamente a la autoridad regulatoria, el cual es ajustado –si corresponde– para incorporar las variables no contempladas por el estudio a la fecha de cierre del ejercicio. Dicho VNR es reducido en la proporción apropiada que representa el uso y estado de conservación de los activos, a base de la metodología de Marston & Agg.

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo en caja.	190.867	649.383
Saldos en bancos.	258.540	420.418
Total	449.407	1.069.801

Este rubro está denominado en pesos chilenos.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluidos en los estados de situación financiera al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no difieren del presentado en el estado intermedio de flujo de efectivo.

6.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	7.025.925	7.107.191	119.544	80.400
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar, neto.	211.957	471.295	72.944	120.726
Total	7.237.882	7.578.486	192.488	201.126

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales, bruto.	7.489.168	7.533.826	119.544	80.400
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	0	0	0	0
Otras cuentas por cobrar, bruto.	213.189	473.002	72.944	120.726
Total	7.702.357	8.006.828	192.488	201.126

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vigentes o por vencer y no deteriorados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	4.657.428	4.538.013	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	75.212	106.605	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	163.923	194.250	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	192.488	201.126
Total	4.896.563	4.838.868	192.488	201.126

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos pero no deteriorados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	30/06/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	1.884.915	2.191.238
Con vencimiento entre tres y seis meses.	89.206	142.520
Con vencimiento entre seis y doce meses.	162.639	180.587
Con vencimiento mayor a doce meses.	669.034	653.615
Total	2.805.794	3.167.960

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Deudores comerciales.	463.243	426.635
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.	0	0
Otras cuentas por cobrar.	1.232	1.707
Total	464.475	428.342

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial.	428.342	403.650
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del período.	0	(104.522)
Aumento (disminución) del período.	36.133	129.214
Total	464.475	428.342

El detalle en resultados del deterioro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, por rubros es el siguiente:

Efecto en resultado de la provisión en el periodo	Saldo al			
	01/01/2011 30/06/2011 M\$	01/01/2010 30/06/2010 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$	01/04/2010 30/06/2010 M\$
	Deudores comerciales.	36.608	80.203	19.779
Otras cuentas por cobrar.	(475)	100	0	100
Total	36.133	80.303	19.779	40.124

El valor justo de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que, incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva 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 marzo de 1997. Las disposiciones de este último, en su Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y, por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, y sumado a que en Art. N°147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que la cuentas por cobrar proveniente de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

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

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

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

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

7.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

7.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 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	
							30/06/2011	31/12/2010	30/06/2011	31/12/2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	0	37
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	7.159	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.727	2.050	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	345	338
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	195.868	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.077	743	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL \$	0	0	475	466
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	4.405	3.646	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	5.514	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	15.215	9.526	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL \$	0	0	6.936	6.798
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Aseorías prestadas	Hasta 90 días	Coligada	CL \$	33.443	31.909	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Controladora	CL \$	5.792.908	3.561.474	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	240	135	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	8.551	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	13.831	29.505	0	0
96.837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	3.247	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	14.986	0	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	0	0	38	0
Total							5.885.346	3.853.813	7.794	7.639

7.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 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		
							30/06/2011	31/12/2010	30/06/2011	31/12/2010	
							M\$	M\$	M\$	M\$	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	515.387	5.891	0	0	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL\$	0	0	0	16.607	
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Más de 1 año	Indirecta	CL\$	0	2.732	0	0	
86.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	491.199	408.116	0	0	
86.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL\$	0	0	2.568	2.516	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	95.301	77.591	0	0	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Indirecta	CL\$	0	0	11.218	10.995	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL\$	244.888	256.363	0	0	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL\$	0	0	375	368	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Coligada	CL\$	150.121	109.055	0	0	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Coligada	CL\$	0	0	2.114	2.072	
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	44.902	37.662	0	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Controladora	CL\$	14.912	3.431	0	0	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	30.219	10.269	0	0	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	103.880	212.184	0	0	
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	56.727	2.007	0	0	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	96.498	227.237	0	0	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	855	14.623	0	0	
76.122.825-0	Emel Inversiones S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Coligada	CL\$	0	214.856	0	0	
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	216.609	0	0	0	
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	13.313	0	0	0	
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	0	0	16.943	0	
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	9.341	0	0	0	
Total							2.084.152	1.582.017	33.218	32.558	

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.

Transacciones													
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01/01/2011	Efecto en	01/01/2010	Efecto en	01/04/2011	Efecto en	01/04/2010	Efecto en
						30/06/2011	resultados	30/06/2010	resultados	30/06/2011	resultados	30/06/2010	resultados
						monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL\$	2.214.410	125.402	696.975	13.342	(289.409)	79.630	(486.341)	7.521
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Controladora	Servicios recibidos	CL\$	77.853	(77.853)	62.151	(62.151)	37.435	(37.435)	31.009	(31.009)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL\$	427.302	(427.302)	696.271	(696.271)	107.014	(107.014)	349.100	(349.100)
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL\$	21.370	0	321.931	0	10.685	0	303.145	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL\$	0	0	53.515	0	0	0	23.076	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Coligada	Servicios recibidos	CL\$	21.965	(21.965)	0	0	21.553	(21.553)	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Servicios prestados	CL\$	87.616	87.616	85.014	85.014	44.088	44.088	42.696	42.696
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de materiales	CL\$	0	0	16.021	0	0	0	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía	CL\$	2.794	(2.794)	0	0	(554)	554	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL\$	8.248	0	0	0	8.248	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL\$	48.945	(48.945)	39.676	(39.676)	32.734	(32.734)	20.038	(20.038)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL\$	8.201	8.201	8.201	8.201	4.100	4.100	4.100	4.100
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL\$	9.325	9.325	6.460	6.460	9.325	9.325	3.832	3.832
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL\$	6.480	6.480	6.294	6.294	3.257	3.257	3.158	3.158
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL\$	11.585	(11.585)	63.377	(63.377)	9.897	(9.897)	19.754	(19.754)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL\$	561.431	(78.595)	345.991	(37.000)	260.991	(39.265)	234.625	(19.104)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL\$	6.271	(6.271)	1.309	(1.309)	3.434	(3.434)	1.309	(1.309)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL\$	265.010	(265.010)	251.387	(251.387)	129.007	(129.007)	113.313	(113.313)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de equipos	CL\$	12.225	(12.225)	0	0	6.693	(6.693)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL\$	5.023	(5.023)	3.084	(3.084)	719	(719)	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL\$	650	0	0	0	0	0	0	0
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL\$	1.330	(960)	57.983	0	960	(960)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL\$	11.123	11.123	3.334	3.334	3.958	3.958	2.171	2.171
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL\$	8.710	0	22.447	0	(72.345)	0	15.077	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL\$	405.103	(405.103)	110.713	(110.713)	242.380	(242.380)	17.119	(17.119)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL\$	15.599	(15.599)	39.732	(39.732)	(4.744)	4.744	21.652	(21.652)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL\$	0	0	3.340	0	0	0	3.340	3.340
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL\$	216.609	(216.609)	0	0	216.609	(216.609)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Indirecta	Ventas de activos	CL\$	0	0	7.880	7.880	0	0	7.880	7.880

7.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de ELIQSA lo componen cinco miembros, los cuales permanecen por un período de 2 años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 15 de abril de 2010 se reeligió íntegramente el Directorio de la Sociedad.

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

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente Zonal y un Subgerente Comercial. Además está Sociedad gerencialmente depende de Emel Norte S.A.

7.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 10 de marzo de 2011 acordó no remunerar a sus integrantes.

- **Dietas por sesiones de Directores.**

Los Directores no percibirán dietas por este concepto.

- **Dietas por sesiones del Comité de Directores.**

Pagar a cada Director 1 Unidad de Fomento por sesión del Comité de Directores. En Sesión Ordinaria de Directorio celebrada el 27 de enero de 2010, se informa la cesación de funciones del Comité de Directores de ELIQSA S.A.

El monto pagado por concepto de Comité de Directores al 30 de Junio del 2010 asciende a M\$21.

7.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 78.162 por el período terminado al 30 de junio de 2011, (M\$ 110.742 en el 2010).

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

8.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los períodos finalizados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Activos por impuestos	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	385.599	703.865
Rebajas al impuesto.	31.644	72.135
Total	417.243	776.000

Pasivos por impuestos	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	305.180	641.121
Total	305.180	641.121

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	112.063	134.879

9.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los períodos finalizados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Gastos pagados por anticipado.	9.042	23.594
Total	9.042	23.594

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

10.1.- Composición del rubro.

Al 30 de junio de 2011.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 31/12/2010 M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 30/06/2011 M\$
Inversiones en asociadas.	9.598.250	454.716	(321.811)	(5.513)	9.725.642
TOTALES	9.598.250	454.716	(321.811)	(5.513)	9.725.642

Al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01/01/2010	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones en asociadas.	8.915.003	637.858	(654.435)	699.824	9.598.250
TOTALES	8.915.003	637.858	(654.435)	699.824	9.598.250

10.2.- Inversión en asociadas.

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

Saldos al 30 de junio de 2011.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31/12/2010	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 30/06/2011
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,7319%	24,7319%	4.956.962	263.680	(193.200)	0	5.027.442
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,7432%	7,7432%	3.165.801	163.048	(114.800)	(5.513)	3.208.536
Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,0000%	9,0000%	1.475.487	27.988	(13.811)	0	1.489.664
TOTALES					9.598.250	454.716	(321.811)	(5.513)	9.725.642

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en inversiones en asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2010	Participación en ganancia (pérdida)	Dividendos recibidos	Otro incremento (decremento)	Saldo al 31/12/2010
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,7319%	24,7319%	4.491.184	421.348	(335.800)	380.230	4.956.962
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,7432%	7,7432%	2.715.640	369.305	(247.800)	328.656	3.165.801
Transemel S.A.	Chile	CL \$	9,0000%	9,0000%	1.708.179	(152.795)	(70.835)	(9.062)	1.475.487
TOTALES					8.915.003	637.858	(654.435)	699.824	9.598.250

10.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 30 de junio de 2011.

Inversiones en asociadas	30/06/2011									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	24,73%	7.484.003	27.171.513	34.655.516	3.751.195	10.576.567	14.327.762	12.938.371	(11.872.216)	1.066.155
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74%	16.953.297	62.852.374	79.805.671	10.719.161	27.649.431	38.368.592	36.197.286	(34.091.580)	2.105.706
Transemel S.A.	9,00%	908.731	24.088.451	24.997.182	8.445.355	0	8.445.355	1.506.499	(1.195.524)	310.975
TOTALES		25.346.031	114.112.338	139.458.369	22.915.711	38.225.998	61.141.709	50.642.156	(47.159.320)	3.482.836

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Inversiones en asociadas	31/12/2010									
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos asociada	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos asociada	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	24,73%	6.661.239	27.045.587	33.706.826	3.175.425	10.488.626	13.664.051	26.883.241	(25.179.581)	1.703.660
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	7,74%	16.000.368	62.074.473	78.074.841	9.719.047	27.470.603	37.189.650	77.234.576	(72.465.133)	4.769.443
Transemel S.A.	9,00%	1.090.947	22.797.903	23.888.850	1.772.997	5.721.552	7.494.549	3.490.489	(5.188.214)	(1.697.725)
TOTALES		23.752.554	111.917.963	135.670.517	14.667.469	43.680.781	58.348.250	107.608.306	(102.832.928)	4.775.378

10.3.- Información sobre el valor razonable de las inversiones en asociadas.

Al 30 de junio de 2011.

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 30/06/2011 M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73%	46.000.000	180	8.280.000
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74%	14.000.000	430	6.020.000
TOTALES						14.300.000

Al 31 de diciembre de 2010

Inversiones en Asociadas con cotización pública	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Participación en N° de Acciones	Valor Bursátil por acción	Valor Bursátil al 31/12/2010 M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	CL \$	24,73%	46.000.000	180	8.280.000
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	CL \$	7,74%	14.000.000	430	6.020.000
TOTALES						14.300.000

Transemel S.A. es una sociedad anónima cerrada, por lo tanto, no cotiza sus acciones en la Bolsa de Valores.

11.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

11.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto por programas informáticos.

Su detalle al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de activos intangibles, neto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, neto.	1.502	914
Total	1.502	914
Clases de activos intangibles, bruto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	1.358.029	1.357.051
Total	1.358.029	1.357.051

Clases de Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	1.356.527	1.356.137
Total	1.356.527	1.356.137

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	1.356.527	1.356.137
Total	1.356.527	1.356.137

El detalle de vidas útiles aplicada en el rubro intangibles es el siguiente:

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

El movimiento de intangibles al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	2011	
	Programas informáticos, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	914	914
Amortización.	(390)	(390)
Otros incrementos (disminuciones).	978	978
Cambios, total	588	588
Saldo final de activos intangibles identificables al 30/06/2011	1.502	1.502

Movimientos en activos intangibles	2010	
	Programas informáticos, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	1.489	1.489
Amortización.	(575)	(575)
Cambios, total	(575)	(575)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010	914	914

El cargo a resultados por amortización de intangibles, registrado en el gasto de administración, al 30 de junio de 2011 y 2010 se detalla a continuación.

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	Ref. Nota	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos de administración.	23	390	288	205	144
Total		390	288	205	144

12.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2010		Movimientos 2011
		Saldo al	Saldo al	Saldo al
		01/01/2010	31/12/2010	30/06/2011
		M\$	M\$	M\$
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	64.990	64.990	64.990
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	329.311	329.311	329.311
Totales		394.301	394.301	394.301

Prueba de deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía comprada ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 2.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. La estimación del valor en uso ha requerido que la administración de la Sociedad, realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos reales, aplicadas en el período 2011 y 2010 fue de 10,7%.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existían indicios de deterioro a la plusvalía comprada.

13.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

13.1.- Composición y movimientos del rubro.

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo Inicial	136.500	123.461
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	13.039
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	0	13.039
Total	136.500	136.500

Las tasaciones para los efectos de determinar el valor razonable en las propiedades de inversión, son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la

determinación de sus valores razonables y su evaluación es al menos en forma anual. La última valorización correspondiente a diciembre de 2010.

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	136.500	136.500
Total	136.500	136.500

13.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	33.700	27.656	16.913	13.862
Importes de gastos directos de operación de las propiedades de inversión generadoras de ingresos de alquileres.	0	1.228	0	614

14.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

14.1.- Vidas Útiles.

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

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

14.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro es la siguiente al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

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

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	1.541.992	2.058.737
Terrenos.	1.187.696	1.187.696
Edificios.	1.928.454	1.944.097
Planta y equipo.	22.402.163	21.886.030
Subestaciones de poder.	6.001.178	5.690.710
Subestaciones de distribución.	3.759.340	3.763.292
Líneas y redes de media y baja tensión.	12.206.452	11.966.979
Medidores.	435.193	465.049
Equipamiento de tecnología de la información	10.887	11.512
Instalaciones fijas y accesorios	1.072.800	1.069.073
Equipos de comunicaciones.	124.743	136.757
Herramientas.	449.139	449.566
Muebles y útiles.	48.258	43.835
Instalaciones y accesorios diversos.	450.660	438.915
Vehículos de motor.	524.039	493.565
Otras propiedades, planta y equipo.	569.994	422.277
Total	29.238.025	29.072.987

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

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcciones en curso.	1.541.992	2.058.737
Terrenos.	1.187.696	1.187.696
Edificios.	2.495.282	2.478.258
Planta y equipos.	29.550.176	28.653.641
Subestaciones de poder.	6.911.890	6.510.351
Subestaciones de distribución.	5.572.950	5.487.779
Líneas y redes de media y baja tensión.	16.077.085	15.667.260
Medidores.	988.251	988.251
Equipamiento de tecnología de la información	108.724	108.724
Instalaciones fijas y accesorios	2.201.629	2.115.097
Equipos de comunicaciones.	613.881	610.758
Herramientas.	820.414	782.757
Muebles y útiles.	95.348	87.477
Instalaciones y accesorios diversos.	671.986	634.105
Vehículos de motor.	988.141	912.527
Otras propiedades, plantas y equipos.	569.994	422.277
Total	38.643.634	37.936.957

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

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Edificios.	566.828	534.161
Planta y equipos.	7.148.013	6.767.611
Subestaciones de poder.	910.712	819.641
Subestaciones de distribución.	1.813.610	1.724.487
Líneas y redes de media y baja tensión.	3.870.633	3.700.281
Medidores.	553.058	523.202
Equipamiento de tecnología de la información	97.837	97.212
Instalaciones fijas y accesorios	1.128.829	1.046.024
Equipos de comunicaciones.	489.138	474.001
Herramientas.	371.275	333.191
Muebles y útiles.	47.090	43.642
Instalaciones y accesorios diversos.	221.326	195.190
Vehículos de motor.	464.102	418.962
Total	9.405.609	8.863.970

El ítem otras propiedades, planta y equipo está compuesto por bienes que están disponibles para ser utilizados en Construcciones de planta y equipo, por ende no sujetos a depreciación dado que aún no están incorporados a una instalación en uso.

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

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo, por clases al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011		2.058.737	1.187.696	1.944.097	21.886.030	11.512	1.069.073	493.565	422.277	29.072.987
Cambios	Adiciones.	725.931	0	0	0	0	0	0	162.396	888.327
	Retiros.		0	0	(114.715)	0	0	0	0	(114.715)
	Gasto por depreciación.			(32.668)	(428.193)	(625)	(82.805)	(45.138)	0	(589.429)
	Otros incrementos (decrementos).	(1.242.676)	0	17.025	1.059.041	0	86.532	75.612	(14.679)	(19.145)
	Total cambios	(516.745)	0	(15.643)	516.133	(625)	3.727	30.474	147.717	165.038
Saldo Final al 30/06/2011		1.541.992	1.187.696	1.928.454	22.402.163	10.887	1.072.800	524.039	569.994	29.238.025

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010		1.229.893	1.332.124	1.743.319	19.744.988	29.317	889.690	540.630	374.630	25.884.591	
Cambios	Adiciones.	1.675.221	0	0	0	0	0	0	372.936	2.048.157	
	Desapropiaciones	0	0	0	0	(1.124)	0	(61.943)	0	(63.067)	
	Retiros.		0	0	(64.857)		(17.083)	(16.787)	0	(98.727)	
	Gasto por depreciación.			(46.443)	(771.920)	(17.528)	(175.123)	(93.669)	0	(1.104.683)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto										
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.										
	Sub total reconocido en patrimonio	0	(144.428)	266.566	2.284.578	0	0	0	0	0	2.406.716
	Otros incrementos (decrementos).	(846.377)	0	(19.345)	693.241	847	371.589	125.334	(325.289)	0	
Total cambios	828.844	(144.428)	200.778	2.141.042	(17.805)	179.383	(47.065)	47.647	3.188.396		
Saldo Final al 31/12/2010		2.058.737	1.187.696	1.944.097	21.886.030	11.512	1.069.073	493.565	422.277	29.072.987	

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

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

14.5- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.

Los terrenos, construcciones y edificios y redes de distribución eléctrica se revaluaron 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 incremento al 31 de diciembre de 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 2.420.669.-. El saldo revaluado de propiedades, planta y equipo al 30 de junio de 2011 asciende a M\$8.764.703.- (Ver Nota 14.6)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	725.931	1.675.221

14.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

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

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

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/VI) entregado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2010 asciende a 4,0 % y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

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

En el caso de los terrenos y edificios el método utilizado fue una tasación independiente dentro de la cual se indican las hipótesis utilizadas por los profesionales independientes.

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

Valor libro según modelo del costo de los bienes revaluados:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Terrenos.	418.082	418.082
Edificios.	1.012.553	1.013.111
Planta y equipos.	15.322.975	14.528.246
Total	16.753.610	15.959.439

El siguiente es el movimiento de reservas o superávit de revaluación para el período terminado al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial	9.058.384	6.565.257
Ajustes de revaluación.	0	2.420.669
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(69.604)	341.477
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(224.077)	(269.019)
Movimiento del período	(293.681)	2.493.127
Total	8.764.703	9.058.384

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Construcción en curso.	1.541.992	2.058.737
Equipamiento de tecnologías de la información.	10.887	11.512
Instalaciones fijas y accesorios.	1.072.800	1.069.073
Vehículos de motor.	524.039	493.565
Otras propiedades, planta y equipo.	569.994	422.277
Total	3.719.712	4.055.164

15.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

15.1.- Activos y pasivos por impuestos diferidos.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Activos por impuestos diferidos	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo.	338.168	331.306
Relativos a acumulaciones (o devengos).	42.204	69.843
Relativos a provisiones.	245.651	259.110
Relativos a otros.	16.703	14.070
Total	642.726	674.329

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

Pasivos por impuestos diferidos	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipo.	1.490.000	1.539.925
Relativos a otros.	0	18.802
Total	1.490.000	1.558.727

15.2.- Movimientos de impuestos diferidos del estado intermedio de situación financiera.

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

Movimientos en activos por impuestos diferidos	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	674.329	497.872
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(31.603)	176.457
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(31.603)	176.457
Total	642.726	674.329

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre 2010:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	1.558.727	1.143.415
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(68.727)	6.170
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	409.142
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(68.727)	415.312
Total	1.490.000	1.558.727

15.3.- Compensación de partidas:

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

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
30/06/2011			
- Activos por impuestos diferidos	642.726	(642.726)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.490.000)	642.726	(847.274)
Total	(847.274)	0	(847.274)
31/12/2010			
- Activos por impuestos diferidos	674.329	(674.329)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(1.558.727)	674.329	(884.398)
Total	(884.398)	0	(884.398)

16.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

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

Saldo al 30 de junio de 2011.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos hasta 1 mes	Total corrientes 30/06/2011	Vencimientos más de 2 hasta 3 años	Total no corrientes 30/06/2011
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Eliqsa S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,29%	2,29%	Sin Garantía	68.202	68.202	6.785.865	6.785.865
Chile	Eliqsa S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	2,01%	2,01%	Sin Garantía	67.131	67.131	7.858.471	7.858.471
Total								135.333	135.333	14.644.336	14.644.336

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes		No Corrientes	
								Vencimientos hasta 1 mes	Total corrientes 31/12/2010	Vencimientos más de 3 hasta 5 años	Total no corrientes 31/12/2010
								M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Eliqsa S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	1,95%	1,45%	Sin Garantía	36.722	36.722	6.651.220	6.651.220
Chile	Eliqsa S.A.	Banco de Chile	UF	Al vencimiento	2,16%	1,66%	Sin Garantía	46.326	46.326	7.702.543	7.702.543
Total								83.048	83.048	14.353.763	14.353.763

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

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Proveedores de energía.	2.993.542	2.656.067	0	0
Retenciones.	621.056	673.167	0	0
Dividendos por pagar.	36.470	33.400	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	432.838	613.263	0	0
Proveedores no energéticos.	388.282	498.924	0	0
Acreedores varios.	348.869	262.812	107.395	107.213
Otros.	88.667	100.522	0	0
Total	4.909.724	4.838.155	107.395	107.213

17.1.- Pasivos Acumulados (o Devengados).

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Vacaciones del personal.	144.953	164.683
Bonificaciones de feriados.	33.070	61.541
Participación sobre resultados	254.815	387.039
Total	432.838	613.263

El valor justo de los acreedores y otras cuentas por pagar no difiere de manera significativa de su valor de libros.

18.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

18.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	44.714	44.714
Otras provisiones.	56.909	38.925
Total	101.623	83.639

18.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad, por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales (detalle en Nota 28). Se incluyen además

provisiones por multas de la autoridad eléctrica que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo.

18.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldo al 30 de junio de 2011.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	44.714	38.925	83.639
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	28.973	28.973
Provisión utilizada.	0	(10.989)	(10.989)
Total cambios en provisiones	0	17.984	17.984
Saldo final al 30/06/2011	44.714	56.909	101.623

Saldo al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	0	11.512	11.512
Provisiones adicionales.	0	6.976	6.976
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	44.714	41.631	86.345
Provisión utilizada.	0	(13.631)	(13.631)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(7.563)	(7.563)
Total cambios en provisiones	44.714	27.413	72.127
Saldo final al 31/12/2010	44.714	38.925	83.639

19.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

19.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.168.341	1.105.177
Total	1.168.341	1.105.177

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	1.004.706	1.086.088
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	41.443	82.886
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	21.721	43.443
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	0	(304.023)
Reducciones obligación plan de beneficios definidos.	0	195.868
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	0	(99.556)
Total	1.067.870	1.004.706

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	1.067.870	1.004.706
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.067.870	1.004.706
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	100.471	100.471
Total	1.168.341	1.105.177

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01/01/2011 30/06/2011 M\$	01/01/2010 30/06/2010 M\$	
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	41.443	49.200	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	21.721	33.892	Costos Financieros.
Total gastos reconocidos en resultados	63.164	83.092	

19.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	30/06/2011	31/12/2010
Tasa de descuento utilizada.	4,9	4,9
Tasa de inflación.	3,0	3,0
Aumento futuros de salarios.	2,0	2,0
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	
Tabla de rotación.	5,3	

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

20.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos. (*)	87.096	268.194	13.383	14.929
Total	87.096	268.194	13.383	14.929

20.1.- Ingresos Diferidos.

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	81.016	213.499	0	0
Garantías (pago anticipado de clientes).	5.048	54.695	0	0
Otros ingresos diferidos.	1.032	0	13.383	14.929
Total	87.096	268.194	13.383	14.929

El movimiento de este rubro por el período al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Movimiento de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes	283.123	183.724
Adiciones.	1.105.033	2.711.553
Imputación a resultados.	1.287.677	2.612.154
Total	100.479	283.123

20.2.- Contratos de construcción.

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

20.2.1.- Margen del período por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	276.847	429.376	117.485	173.110
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(181.811)	(219.729)	(64.929)	(67.423)
Margen de contratos en construcción	95.036	209.647	52.556	105.687

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

Detalle	30/06/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	371.360	478.844
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	81.016	213.499

21.- PATRIMONIO NETO.

21.1.- Capital suscrito y pagado.

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

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

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

Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 8.678.041.

21.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 el capital de la Sociedad está representado por 182.932.687 acciones sin valor nominal.

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

21.3.- Políticas de Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 10 de marzo de 2011, se aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2011.

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

21.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas XXII de fecha 15 de abril de 2010, se acordó repartir el dividendo definitivo N° 81 de \$ 2,800000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2010, por un total de M\$512.212.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 348 de fecha 26 de mayo del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 82 de \$ 3,400000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 30 de junio de 2010, por un total de M\$621.971.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 352 de fecha 06 de septiembre del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 83 de \$ 3,900000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2010, por un total de M\$713.437.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 355 de fecha 24 de noviembre del 2010, acordó repartir el dividendo provisorio N° 84 de \$ 4,300000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 28 de diciembre de 2010, por un total de M\$786.611.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 358 de fecha 10 de marzo del 2011, acordó repartir el dividendo definitivo N° 85 de \$ 2,600000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 08 de abril de 2011, por un total de M\$475.625.

El Directorio en Sesión Extraordinaria N° 361 de fecha 25 de mayo del 2011, acordó repartir el dividendo definitivo N° 86 de \$ 4,200000 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, el cual se pagó con fecha 22 de junio de 2011, por un total de M\$768.317.

21.5.- Reservas.

21.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas de la Sociedad Matriz. El efecto de este incremento neto de impuestos diferidos asciende a M\$ 1.997.574.- y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros intermedios al 30 de junio de 2011 y luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del período asciende a M\$7.274.705.-

21.5.2.- Otras reservas.

- a) En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N°

18.046 artículo 10 inciso segundo. El monto por este concepto asciende a M\$ (709.225).

- b) Utilidad en venta de acciones de Aleph de M\$ 1.125.304 y venta de acciones de Essei de M\$ 84.501.
- c) Otras reservas legales y estatutarias por un monto de M\$ 295.456.
- d) Revaluación propiedades, planta y equipo por participación en asociadas. El monto por este concepto asciende a M\$ 2.460.500.-

21.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.

Se compone por:

- a) Abono por efecto de reciclaje de superávit de revaluación por un monto de M\$ (339.949).

22.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

22.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ventas	21.767.269	21.056.200	10.999.498	10.377.051
Venta de energía.	21.767.137	21.056.102	10.999.378	10.376.953
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	132	98	120	98
Prestaciones de servicios	2.888.385	2.711.300	1.436.621	1.348.230
Recargos Regulados, Peajes y transmisión.	490.732	471.810	246.515	222.657
Arriendo de equipos de medida.	66.906	62.558	34.012	31.540
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	113.753	114.336	52.959	73.978
Apoyos en postación.	62.419	49.951	31.070	25.240
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	1.968.323	1.858.107	974.244	923.140
Otras prestaciones	186.252	154.538	97.821	71.675
Total	24.655.654	23.767.500	12.436.119	11.725.281

22.2.- Otros ingresos, por función.

El siguiente es el detalle de otros ingresos de operación para los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010.

Otros ingresos por función	01/01/2011	01/01/2010	01/04/2011	01/04/2010
	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	33.700	27.656	16.913	13.862
Total	33.700	27.656	16.913	13.862

23.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítemes del estado intermedio de resultados por función por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010 que se adjunta, se descomponen como se indica a continuación:

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01/01/2011	01/01/2010	01/04/2011	01/04/2010
	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo de venta	20.703.657	20.060.376	10.486.236	9.679.297
Costo de administración	2.123.735	1.792.008	1.093.583	1.045.097
Total	22.827.392	21.852.384	11.579.819	10.724.394

23.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01/01/2011	01/01/2010	01/04/2011	01/04/2010
	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Compra de energía.	17.386.183	17.123.741	8.793.326	8.332.215
Gastos de personal.	1.489.301	1.287.907	769.041	684.064
Gastos de operación y mantenimiento.	1.692.231	1.247.052	852.296	603.067
Gastos de administración.	1.669.858	1.640.380	867.255	833.334
Depreciación.	589.429	553.016	297.696	271.570
Amortización.	390	288	205	144
Total	22.827.392	21.852.384	11.579.819	10.724.394

23.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2011	01/01/2010	01/04/2011	01/04/2010
	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	1.105.069	994.207	560.434	516.003
Beneficios a corto plazo a los empleados.	173.807	151.232	118.102	109.373
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	41.443	49.200	20.437	24.611
Otros gastos de personal (*).	168.982	93.268	70.068	34.077
Total	1.489.301	1.287.907	769.041	684.064

Otros gastos de personal (*)	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonificaciones y becas a Empleados	104.310	51.343	49.497	19.635
Beneficios de seguridad social	61.974	37.713	25.103	12.695
Recuperación por amortización ganancias actuariales	(516)	0	(258)	0
Otros gastos de personal	3.214	4.212	(4.274)	1.747
Total	168.982	93.268	70.068	34.077

23.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Depreciación				
Costo de ventas.	575.040	537.044	290.412	264.561
Gasto de administración.	14.389	15.972	7.284	7.009
Total depreciación	589.429	553.016	297.696	271.570
Amortización				
Gasto de administración.	390	288	205	144
Total amortización	390	288	205	144
Total	589.819	553.304	297.901	271.714

23.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipo.	(114.715)	(42.441)	(67.174)	(28.542)
Venta de propiedades, planta y equipo.	2.200	0	2.200	0
Juicios o arbitrajes.	(25.559)	(76.230)	0	(76.230)
Otras pérdidas	(1.208)	0	(967)	0
Otras ganancias	32.145	15.597	740	4.345
Total	(107.137)	(103.074)	(65.201)	(100.427)

24.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítemes adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidad de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2011	01/01/2010	01/04/2011	01/04/2010
	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos financieros				
Intereses comerciales.	187.242	257.705	90.434	122.319
Otros ingresos financieros.	128.029	15.538	81.182	8.733
Total Ingresos financieros	315.271	273.243	171.616	131.052
Costos financieros				
Gastos por préstamos bancarios.	(165.755)	(186.752)	(78.897)	(82.310)
Otros gastos.	(21.835)	(33.915)	(10.918)	(16.961)
Total costos financieros	(187.590)	(220.667)	(89.815)	(99.271)
Unidad de reajuste				
Total resultados por unidades de reajuste	(286.762)	(172.265)	(205.782)	(135.982)
Total resultado financiero	(159.081)	(119.689)	(123.981)	(104.201)

25.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

El cargo a resultados por impuesto a las ganancias, corresponde al siguiente detalle:

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

Durante los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2011 y 2010 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$ 271.150 y M\$243.652, respectivamente.

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	01/04/2011	01/04/2010
	30/06/2011	30/06/2010	30/06/2011	30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(288.426)	(327.846)	(156.708)	(189.928)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente.	0	24.104	0	10.525
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(3.094)	(14.468)	(3.094)	(14.468)
Otros gastos por impuesto corriente.	(16.754)	(3.968)	(8.864)	(1.843)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(308.274)	(322.178)	(168.666)	(195.714)
(Gasto) Ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	37.124	64.625	62.397	63.640
Otro gasto por impuesto diferido.	0	13.901	7.493	13.901
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	37.124	78.526	69.890	77.541
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	(271.150)	(243.652)	(98.776)	(118.173)

25.2.- Localización del efecto en resultado por impuesto a las ganancias.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(308.274)	(322.178)	(168.666)	(195.714)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(308.274)	(322.178)	(168.666)	(195.714)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	37.124	78.526	69.890	77.541
Total gasto por impuestos diferidos, neto	37.124	78.526	69.890	77.541
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(271.150)	(243.652)	(98.776)	(118.173)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar tasa efectiva para los períodos de seis meses terminados al 30 de junio 2011 y 2010.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(410.092)	(362.673)	(187.320)	(171.895)
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	90.943	70.271	50.513	34.175
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	(10.060)	(5.940)	(9.602)	(9.901)
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	0	24.104	0	10.525
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(3.094)	(567)	(3.094)	(567)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	61.153	31.153	50.727	19.490
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	138.942	119.021	88.544	53.722
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	(271.150)	(243.652)	(98.776)	(118.173)

26.- GANANCIA POR ACCION.

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

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2010	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	10	10	5	5
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	182.932.687	182.932.687	182.932.687	182.932.687

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

27.- INFORMACION POR SEGMENTO.

27.1.- Criterios de segmentación.

La Gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

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

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

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

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 2010 es el siguiente:

27.2.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Servicio regulados				Servicios no regulados				Total		Total	
	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010	01/01/2011 30/06/2011	01/01/2010 30/06/2010	01/04/2011 30/06/2011	01/04/2010 30/06/2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	22.112.637	21.500.256	11.169.338	10.585.749	2.543.017	2.267.244	1.266.781	1.139.532	24.655.654	23.767.500	12.436.119	11.725.281
Costo de ventas	(19.224.267)	(18.861.120)	(9.738.856)	(9.027.215)	(1.479.390)	(1.199.256)	(747.380)	(652.082)	(20.703.657)	(20.060.376)	(10.486.236)	(9.679.297)
Ganancia bruta	2.888.370	2.639.136	1.430.482	1.558.534	1.063.627	1.067.988	519.401	487.450	3.951.997	3.707.124	1.949.883	2.045.984
Otros ingresos, por función.	33.700	27.656	16.913	13.862	0	0	0	0	33.700	27.656	16.913	13.862
Costos de distribución.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasto de administración.	(2.123.735)	(1.792.008)	(1.093.583)	(1.045.097)	0	0	0	0	(2.123.735)	(1.792.008)	(1.093.583)	(1.045.097)
Otros gastos, por función.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otras ganancias (pérdidas).	(107.137)	(103.074)	(65.201)	(100.427)	0	0	0	0	(107.137)	(103.074)	(65.201)	(100.427)
Ingresos financieros.	315.271	273.243	171.616	131.052	0	0	0	0	315.271	273.243	171.616	131.052
Costos financieros.	(187.590)	(220.667)	(89.815)	(99.271)	0	0	0	0	(187.590)	(220.667)	(89.815)	(99.271)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	454.716	413.360	252.567	201.027	0	0	0	0	454.716	413.360	252.567	201.027
Diferencias de cambio.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultados por unidades de reajuste.	(286.762)	(172.265)	(205.782)	(135.982)	0	0	0	0	(286.762)	(172.265)	(205.782)	(135.982)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	986.833	1.065.381	417.197	523.698	1.063.627	1.067.988	519.401	487.450	2.050.460	2.133.369	936.598	1.011.148
Gasto por impuestos a las ganancias.	(58.425)	(62.094)	21.431	(35.307)	(212.725)	(181.558)	(120.207)	(82.866)	(271.150)	(243.652)	(98.776)	(118.173)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	928.408	1.003.287	438.628	488.391	850.902	886.430	399.194	404.584	1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.									0	0	0	0
Ganancia (pérdida)	928.408	1.003.287	438.628	488.391	850.902	886.430	399.194	404.584	1.779.310	1.889.717	837.822	892.975
Depreciación	589.429	553.016	297.696	271.570	0	0	0	0	589.429	553.016	297.696	271.570
Amortización	390	288	205	144	0	0	0	0	390	288	205	144
EBITDA	1.388.154	1.428.088	651.713	799.013	1.063.627	1.067.988	519.401	487.450	2.451.781	2.496.076	1.171.114	1.286.463

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

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

28.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

28.1.- Juicios y otras acciones legales.

Nombre Juicio	:	" Ilustre Municipalidad de Iquique con Eliqsa S.A."
Fecha de inicio	:	16 de abril de 2007.
Tribunal	:	Juzgado de Letras de Iquique.
Rol N°	:	711-2006.
Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios. La demandante se arroga la propiedad de los postes de distribución de electricidad ubicados en la comuna de Iquique y de los ductos subterráneos, pretendiendo que Eliqsa S.A. pague las rentas que la Municipalidad habría dejado de percibir por el uso de estas instalaciones.
Cuantía	:	Indeterminada.
Estado	:	Sentencia de primera instancia rechazada la demanda, lo cual fue confirmado por la Corte de Apelaciones de Iquique. La Municipalidad presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema que se encuentra pendiente de resolución.
Nombre del juicio	:	"Central Patache y FPC Energía S.A. con Emelari S.A., Elecda S.A. y Eliqsa S.A.".
Fecha de inicio	:	3 de noviembre de 2009.
Tribunal	:	18° Juzgado Civil de Santiago.
Materia	:	Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía	:	Indeterminada.
Estado	:	Para fallo de primera instancia.
Nombre del juicio	:	"Liebner, Alexis con Eliqsa S.A.".
Fecha de inicio	:	22 de diciembre de 2009.
Tribunal	:	2° Juzgado de letras de Iquique.
Rol N°	:	3963-2009
Materia	:	Demanda de indemnización de perjuicios por artefactos quemados a causa de aumento de voltaje.
Cuantía	:	M\$ 44.714.-
Estado	:	Etapa de prueba.

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

28.2- Sanciones administrativas.

No existen procedimientos administrativos sancionatorios en contra de la Sociedad por montos iguales o superiores a M\$20.000.

28.3.- Restricciones.

No existen restricciones que afecten a la Sociedad.

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

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

30.- DISTRIBUCION DE PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente para los períodos terminados al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente.

Ciudad	30/06/2011			Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total	
Iquique	2	139	141	140
Alto Hospicio	0	4	4	4
Pozo Almonte	0	3	3	3
Total	2	146	148	147

Ciudad	31/12/2010			Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total	
Iquique	2	130	132	132
Alto Hospicio	0	4	4	4
Pozo Almonte	0	3	3	3
Total	2	137	139	139

31.- MEDIO AMBIENTE.

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

Al 30 de junio de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no se han efectuado desembolsos por este concepto y no existe proyección de desembolsos futuros en la materia.

32.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 30 de junio de 2011, fecha de cierre de estos estados financieros intermedios, y su fecha de aprobación, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de éstos.