

**Estados Financieros Consolidados
Intermedios**

**correspondientes al período terminado
al 31 de marzo de 2012**

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Y FILIALES**

Miles de pesos

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	34.245.010	24.174.665
Otros Activos Financieros, Corriente	5	232.561	2.263.678
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	55.566.294	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	590.264	612.121
Inventarios	8	8.334.817	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes	9	5.326.754	4.783.375
Otros Activos no Financieros, Corrientes		543.403	493.918
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		104.839.103	99.475.152
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		104.839.103	99.475.152
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos No Financieros, No Corriente		125.935	130.165
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	9.553.977	8.322.536
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	10	24.407.501	24.691.511
Plusvalía	11	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12	297.594.318	291.439.703
Activos por Impuestos Diferidos	13	6.260.940	6.287.806
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		512.358.677	505.287.727
TOTAL ACTIVOS		617.197.780	604.762.879

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	14	24.730.260	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16	43.883.802	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	11.163.128	7.960.809
Otras Provisiones	17	867.565	893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	3.688.636	3.564.094
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	18	10.357.893	10.930.641
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	17	1.322.700	2.800.331
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		96.013.984	89.233.063
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		96.013.984	89.233.063
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	14	117.703.487	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	13	11.462.073	11.915.289
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	19	8.427.298	6.146.205
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	17	3.193.967	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		140.786.825	137.545.662
PATRIMONIO			
Capital Emitido	20	304.502.828	304.502.828
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	20	47.884.038	44.613.602
Otras Reservas	20	23.686.767	24.574.685
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		376.073.633	373.691.115
Participaciones No Controladoras	20	4.323.338	4.293.039
TOTAL PATRIMONIO		380.396.971	377.984.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		617.197.780	604.762.879

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales	Nota	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$	01/01/2011 al 31/03/2011 M\$
Ganancia (Pérdida)			
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	57.171.718	67.764.620
Otros ingresos, por Naturaleza	21	4.094.690	3.375.412
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(43.351.071)	(53.626.290)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(2.374.824)	(2.221.137)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(2.808.446)	(2.570.175)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(5.955.893)	(5.450.165)
Otras Ganancias (Pérdidas)	35	54.456	58.703
Ingresos Financieros	26	311.049	170.455
Costos Financieros	26	(1.184.039)	(812.938)
Diferencias de Cambio	26	758.565	(206.189)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(1.372.329)	(593.306)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		5.343.876	5.888.990
Gasto por Impuestos a las Ganancias	13	(627.440)	(1.072.079)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		4.716.436	4.816.911
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		4.716.436	4.816.911
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		4.672.052	4.742.476
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	44.384	74.435
Ganancia (pérdida)		4.716.436	4.816.911
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas (*)	\$/acción	0,0005188	0,0263333
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0005188	0,0263333

(*) Debido a la fusión materializada con fecha 31 de mayo de 2011, la Sociedad realizó una redenominación de sus acciones, por lo que cada accionista recibió 50 acciones nuevas por cada una de las que eran propietarios.

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$	01/01/2011 al 31/03/2011 M\$
Ganancia (Pérdida)		4.716.436	4.816.911
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(771.656)	177.909
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(771.656)	177.909
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(143.600)	60.615
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(143.600)	60.615
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(915.256)	238.524
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		26.566	(12.123)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		26.566	(12.123)
Otro Resultado Integral		(888.690)	226.401
Resultado Integral Total		3.827.746	5.043.312
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		3.784.134	4.968.699
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		43.612	74.613
Resultado Integral Total		3.827.746	5.043.312

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.941.899	24.574.685	44.613.602	373.691.115	4.293.039	377.984.154
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.941.899	24.574.685	44.613.602	373.691.115	4.293.039	377.984.154
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										4.672.052	4.672.052	44.384	4.716.436
Otro resultado integral					(770.884)	(117.034)			(887.918)	(887.918)	(772)	(888.690)	
Resultado integral										3.784.134	43.612	3.827.746	
Dividendos										(1.401.616)	(1.401.616)	(1.401.616)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios										-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										-	(13.313)	(13.313)	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto										-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(770.884)	(117.034)	-	-	887.918	3.270.436	2.382.518	30.299	2.412.817
Saldo Final al 31/03/2012	304.502.828	-	-	-	(1.239.791)	(15.341)	-	24.941.899	23.686.767	47.884.038	376.073.633	4.323.338	380.396.971

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2011	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.888.405	357.548.258	4.143.658	361.691.916
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.485.617	-	-	-	(1.583.657)	141.790	-	12.616.103	11.174.236	41.888.405	357.548.258	4.143.658	361.691.916
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										4.742.476	4.742.476	74.435	4.816.911
Otro resultado integral					177.731	48.492			226.223	226.223	226.223	178	226.401
Resultado integral										4.968.699	74.613	5.043.312	
Dividendos										(9.245.294)	(9.245.294)	(9.245.294)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios										-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										(5.125)	(5.125)	(28.232)	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto										-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	177.731	48.492	-	-	226.223	(4.507.943)	(4.281.720)	51.506	(4.230.214)
Saldo Final al 31/03/2011	304.485.617	-	-	-	(1.405.926)	190.282	-	12.616.103	11.400.459	37.380.462	353.266.538	4.195.164	357.461.702

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujo de Efectivo Directo
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		76.637.307	74.915.201
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		76.557.656	74.905.107
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		14.940	-
Otros cobros por actividades de operación		64.711	10.094
Clases de pagos		(53.325.575)	(62.917.623)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(47.833.551)	(58.351.956)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(3.779.775)	(2.624.432)
Otros pagos por actividades de operación		(1.712.249)	(1.941.235)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(1.085.165)	(278.672)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		22.226.567	11.718.906
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(1.000.000)	(400.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		3.200	1.650
Compras de propiedades, planta y equipo		(10.385.704)	(5.743.599)
Cobros a entidades relacionadas		1.000.000	-
Intereses recibidos		310.874	225.267
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.071.630)	(5.916.682)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(1.339.102)	-
Intereses pagados		(736.993)	(189.738)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(2.076.095)	(189.738)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		10.078.842	5.612.486
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
		(8.497)	(29.793)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(8.497)	(29.793)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		10.070.345	5.582.693
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		24.174.665	12.760.606
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	34.245.010	18.343.299

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	10
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1	Principios contables	11
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4	Período cubierto	13
2.5	Bases de preparación	13
2.6	Entidades filiales	13
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios	14
2.8	Moneda funcional	14
2.9	Bases de conversión	15
2.10	Compensación de saldos y transacciones	15
2.11	Propiedades, planta y equipo	15
2.12	Activos intangibles	16
2.12.1	Plusvalía comprada	16
2.12.2	Servidumbres	17
2.12.3	Programas informáticos	17
2.12.4	Gastos de investigación y desarrollo	17
2.13	Deterioro de los activos	17
2.14	Arrendamientos	18
2.15	Instrumentos financieros	18
2.15.1	Activos Financieros no derivados	18
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	19
2.15.3	Pasivos financieros no derivados	19
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura	19
2.15.5	Instrumentos de patrimonio	20
2.16	Inventarios	20
2.17	Otros pasivos no financieros	20
2.17.1	Ingresos diferidos	20
2.17.2	Subvenciones estatales	21
2.17.3	Obras en construcción para terceros	21
2.18	Provisiones	21
2.19	Beneficios a los empleados	21
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	22
2.21	Impuesto a las ganancias	22
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos	22
2.23	Ganancias por acción	23
2.24	Dividendos	23
2.25	Estado de flujos de efectivo	23
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	24
3.1	Generación eléctrica	24
3.2	Transmisión y subtransmisión	25
3.3	Distribución	25
3.4	Marco regulatorio	27
3.4.1	Aspectos generales	27
3.4.2	Ley Corta I	27
3.4.3	Ley Corta II	28
3.4.4	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	29
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	30
5	Otros Activos Financieros Corrientes	30
6	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	31
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	34
8	Inventarios	37
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	38
10	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	39
11	Plusvalía Comprada	40
12	Propiedades, planta y equipos	41
13	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	43
13.1	Impuesto a la renta	43
13.2	Impuestos diferidos	44
14	Otros Pasivos Financieros	45
15	Política de Gestión de Riesgos	48
15.1	Riesgo de negocio	48
15.1.1	Riesgo Regulatorio	48

15.2	Riesgo financiero.....	51
15.2.1	Tipo de cambio	51
15.2.2	Variación UF	52
15.2.3	Tasa de interés	52
15.2.4	Riesgo de liquidez.....	52
15.2.5	Riesgo de crédito.....	53
15.2.6	Instrumentos financieros por categoría	54
15.2.7	Instrumentos derivados.....	54
15.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	55
16	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	57
17	Provisiones.....	57
17.1	Provisiones corrientes	57
17.1.1	Otras Provisiones.....	57
17.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	58
17.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	59
17.3	Juicios y multas	60
17.3.1	Juicios.....	60
17.3.2	Multas	61
18	Otros Pasivos no Financieros Corrientes.....	61
19	Otros Pasivos no Financieros No Corrientes	61
20	Patrimonio	62
20.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	62
20.1.1	Capital suscrito y pagado.....	62
20.1.2	Dividendos.....	62
20.1.3	Otras reservas	62
20.1.4	Diferencias de conversión.....	63
20.1.5	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	63
20.2	Gestión de capital.....	64
20.3	Restricciones a la disposición de fondos	64
20.4	Participaciones no controladoras.....	64
21	Ingresos	65
22	Materias Primas y Consumibles Utilizados	65
23	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	65
24	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	66
25	Otros Gastos por Naturaleza	66
26	Resultado Financiero.....	66
27	Información por Segmento	67
28	Hechos Posteriores	71
29	Medio Ambiente	72
30	Garantías Comprometidas con Terceros	72
31	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	72
32	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	73
33	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	74
34	Moneda Extranjera	76
35	Otras Ganancias (Pérdidas)	76

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados intermedios

Al 31 de marzo de 2012

(En miles de pesos)

1 Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.), en adelante la “Sociedad” o “Saesa” se constituyó bajo el nombre “Inversiones Los Lagos II Limitada” (“**Los Lagos II**”) producto de la división de la sociedad Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades de responsabilidad limitada, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades que nacieron a raíz de dicha división, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada, Inversiones Los Lagos III Limitada e Inversiones Los Lagos IV Limitada. A Los Lagos II se le asignaron en dicha división las acciones que Inversiones Los Lagos Limitada mantenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (ver párrafo 3). Dicha división se efectuó mediante escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009.

Mediante escritura pública de fecha 15 de diciembre de 2009, los Socios de Los Lagos II acordaron su transformación en sociedad anónima, pasando a denominarse “Inversiones Los Lagos II S.A.”

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011, se produjo la fusión por absorción de Sociedad Austral de Electricidad S.A. RUT N°96.956.660-5 (en adelante, la “**Antigua Saesa**”) en Los Lagos II, adquiriendo esta última, como continuadora, todos los activos y pasivos de la Antigua Saesa, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos II S.A. pasó a denominarse, a partir de la fecha de materialización de la fusión, “**Sociedad Austral de Electricidad S.A.**”

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1072 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen, inscrita con el número 28 y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 114.

La sociedad filial no inscrita es Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

Saesa y su filial Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). La filial Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado y otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

La filial STS desarrolla la actividad de transmisión, que corresponde principalmente al servicio de transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados intermedios, se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de mayo de 2012. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012:

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – (i) Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad y sus filiales en estos estados financieros consolidados.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados intermedios, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones - Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

La Administración estima que estas normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se ha dado cumplimiento a las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

Los supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros consolidados intermedios son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos

actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del período.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes estados financieros consolidados intermedios comprenden los estados de situación financiera de Saesa (Ex Los Lagos II) y filiales al 31 de marzo de 2012 y al 31 de diciembre de 2011, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

2.6 Entidades filiales

Son Sociedades Filiales aquellas en las que la Sociedad controla la mayoría de los derechos de voto, o sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas.

En el siguiente cuadro se muestran todas las sociedades en que se da la situación descrita en el párrafo anterior a la fecha de los presentes estados financieros consolidados:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2011
				31/03/2012			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
CHILE	96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

Las Sociedades filiales se consolidan por el método de integración global, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones entre la Sociedad y sus filiales.

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad y sus filiales, se han utilizado los siguientes principios:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de mercado. En el caso que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integral consolidado.
- La conversión de los estados financieros de la filial Sociedad Generadora Austral S.A. con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambios existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
 - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación.

2.8 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad y sus filiales se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales es como sigue:

Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense

2.9 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realizan la Sociedad y sus filiales en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.03.2012	31.12.2011	31.03.2011
Dólar Estadounidense	487,44	519,20	479,46
Unidad de Fomento	22.533,51	22.294,03	21.578,26

2.10 Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.11 Propiedades, planta y equipo

Los bienes de propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente al costo de adquisición o construcción de cada elemento, se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M\$351.219, por el período terminado al 31 de marzo de 2012 y a M\$205.320, por el período terminado al 31 de marzo de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$325.008 por el período terminado al 31 de marzo de 2012 y a M\$266.321 por el período terminado al 31 de marzo de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad y filiales efectuaron su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del ejercicio en que se incurren.

La depreciación será determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

A continuación se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	7
Otros equipos y herramientas :	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las Sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.12 Activos intangibles

2.12.1 Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

2.12.2 Servidumbres

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.12.3 Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas, y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.12.4 Gastos de investigación y desarrollo

Durante el período presentado la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el ejercicio en que ocurren.

2.13 Deterioro de los activos

La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio de que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, se estima el valor recuperable del activo para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo.

La Administración necesariamente aplica su juicio en la agrupación de activos que no generan flujos de efectivo independientes y también en la estimación, la periodicidad y los valores del flujo de efectivo subyacente en los valores del cálculo.

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

El valor recuperable es el más alto valor entre el valor justo menos los costos de vender, y el valor en uso. Este último corresponde a los flujos futuros estimados descontados.

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se hubiese determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato.

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado el menor valor de inversión, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad y sus filiales preparan las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades

Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo que reflejan las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad y sus filiales tienen políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.14 Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

La Sociedad y sus filiales no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante sobre el saldo de la obligación.

El monto a amortizar del activo arrendado se asignará en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad y sus filiales. En caso que exista certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento, el período de uso estimado será la vida útil del activo, de lo contrario el activo se amortiza en el plazo menor entre su vida útil o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma uniforme durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

2.15 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

2.15.1 Activos Financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad y sus filiales, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención y posee la capacidad de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Estos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

2.15.3 Pasivos financieros no derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.15.4 Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad y sus filiales.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad y sus filiales. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la

respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad y sus filiales clasifican el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio y cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad y sus filiales.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad y sus filiales en forma habitual realizan un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad y sus filiales proceden a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.15.5 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad y sus filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad y sus filiales sólo tienen emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16 Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o valor neto de realización si éste es inferior.

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado financiero y se imputan a resultados en el rubro

“Ingresos de actividades ordinarias” del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

En “Otros Pasivos No financieros No Corrientes” la Sociedad y sus filiales han incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados con el uso de sus líneas de subtransmisión. Actualmente estas líneas se encuentran en construcción. Una vez finalizada la construcción, se dará comienzo a la amortización del monto registrado en el pasivo como pago anticipado, abonando resultados en correlación con la depreciación del activo relacionado.

2.17.2 Subvenciones estatales

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

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente, y se reconocen en el estado de resultados durante la vida útil del activo depreciable con un menor cargo por depreciación.

2.17.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y sus filiales esperan desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.19 Beneficios a los empleados

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Normalmente esto corresponde a la proporción de un mes por cada año de servicio y a base del nivel de sueldo base. Este beneficio ha sido definido como un beneficio de largo plazo.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, las cuales se actualizan en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las utilidades y pérdidas actuariales se reconocen de inmediato en el estado de resultados dentro del costo de operación.

Los costos asociados a los beneficios de personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el período, son cargados a resultados en el período que corresponde.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad y sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.21 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

2.23 Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.24 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuable la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.25 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3 Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW, los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el cual tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (“SIC”), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente, entre ellas Edelayesen, cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de la Región XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

3.1 Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por periodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje por el uso de los sistemas de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelayesen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como

por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2 Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.
Subtransmisión	Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones, más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común (“AIC”) es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

3.3 Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian

instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras reales, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación.

b) Clientes Libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio

público (“SSAA”), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. Las últimas modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, fueron introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 (“Ley Corta I”) y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 (“Ley Corta II”).

Los aspectos principales de la legislación establecen que el costo de la energía para el consumidor final es una combinación del precio de generación y transporte, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y el VAD.

3.4.2 Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación y transmisión. Los principales cambios introducidos por esta ley fueron:

a) **Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres tipos de instalaciones de transmisión diferentes, dependiendo principalmente del tamaño y capacidad de sus redes: (a) Transmisión Troncal, (b) Subtransmisión y (c) Transmisión Adicional. Los dos primeros serán de acceso abierto y con tarifas reguladas.

- **Transmisión Troncal:** El peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, y considera la anualidad del valor de inversión (“AVI”), con una tasa de retorno del valor de inversión (“VI”) considerando la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de administración, operación y mantenimiento (“COMA”). El VI y el COMA, así como sus fórmulas de indexación, son determinados cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, el que identifica además ampliaciones y nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

Los proyectos de ampliación son asignados al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan cuando la ampliación entra en servicio y las nuevas obras requeridas son adjudicadas en procesos de licitación abierta al licitante que ofrezca el menor cargo por peaje por los siguientes 20 años.

El 80% de las tarifas son de cargo de las empresas generadoras que se encuentren dentro del AIC a prorrata del uso. El 20% restante son de cargo de las empresas distribuidoras y/o de los clientes no regulados también a prorrata del uso. Los pagos por peaje que hagan las empresas de servicio público de distribución eléctrica se traspasarán íntegramente a sus clientes regulados.

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión se calcula considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emite un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.

- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.
- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tariffica estos servicios se encuentra pendiente.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarifficación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo ("CTLP").

3.4.3 Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.

- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la CNE, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”):** Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Efectivo en Caja	976.149	835.886
Saldo en Bancos	676.774	1.072.491
Depósitos a plazo	5.055.967	-
Otros instrumentos de renta fija	27.536.120	22.266.288
Totales	34.245.010	24.174.665

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos, de plazo inferior a 3 meses, que son tomados por la Sociedad y sus filiales de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	34.236.795	24.167.341
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	8.215	7.324
Totales		34.245.010	24.174.665

5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la Sociedad y sus filiales presentan el siguiente saldo en este rubro:

Otros Activos Financieros	Corrientes	
	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Derivados (*)	232.561	2.263.678
Total	232.561	2.263.678

(*) Ver Nota 15.2.7

6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/03/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	41.576.539	-	44.132.088	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.853.920	10.078.416	18.721.756	8.846.975
Totales	60.430.459	10.078.416	62.853.844	8.846.975

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/03/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	38.643.338	-	41.278.505	-
Otras cuentas por cobrar, neto	16.922.956	9.553.977	17.270.928	8.322.536
Totales	55.566.294	9.553.977	58.549.433	8.322.536

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2012 es de M\$ 65.120.271 y al 31 de diciembre de 2011 es de M\$ 66.871.969.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL 4/2006 artículo 225 letra a) es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A marzo de 2012 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 417 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas %
Residencial	364.332	33%
Comercial	33.163	30%
Industrial	2.858	25%
Otros	17.109	11%
Total	417.462	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

Parte importante de los clientes de las filiales STS y SGA son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. Como un hecho excepcional, en 2011, la quiebra de una empresa generadora (Campanario) implicó realizar provisiones adicionales por el 100% de esta cuenta por cobrar neta. La administración analiza caso a caso para determinar cualquier indicio de deterioro y estima, que a pesar de este caso, el riesgo general de crédito de estas filiales está acotado.

- c) Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31/03/2012	31/12/2011
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	13.818.486	14.639.377
Con vencimiento entre tres y seis meses	858.500	1.283.518
Con vencimiento entre seis y doce meses	602.399	602.504
Con vencimiento mayor a doce meses	137.913	240.993
Totales	15.417.298	16.766.392

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, resultando en una provisión menor a la indicada.

- d) Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-12						Saldo al 31-12-11					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	201.041	41.088.832	2.853	2.116.557	203.894	43.205.389	193.753	43.670.359	3.098	1.049.125	196.851	44.719.484
Entre 1 y 30 días	144.509	9.161.235	1.894	369.086	146.403	9.530.321	142.025	9.950.327	1.884	385.260	143.909	10.335.587
Entre 31 y 60 días	29.264	4.149.914	862	129.290	30.126	4.279.204	28.625	3.788.126	922	166.769	29.547	3.954.895
Entre 61 y 90 días	3.007	343.793	109	12.206	3.116	355.999	2.902	689.053	112	13.530	3.014	702.583
Entre 91 y 120 días	1.332	204.288	46	4.976	1.378	209.264	1.330	508.507	67	5.828	1.397	514.335
Entre 121 y 150 días	1.164	418.037	40	4.569	1.204	422.606	1.120	215.256	70	7.473	1.190	222.729
Entre 151 y 180 días	974	461.158	35	4.252	1.009	465.410	1.106	979.435	55	5.656	1.161	985.091
Entre 181 y 210 días	768	390.535	30	2.795	798	393.330	897	256.130	49	4.490	946	260.620
Entre 211 y 250 días	745	123.311	39	3.986	784	127.297	649	131.656	43	5.156	692	136.812
Más de 250 días	13.930	3.953.627	585	92.788	14.515	4.046.415	12.707	3.800.942	530	87.181	13.237	3.888.123
Totales	396.734	60.294.730	6.493	2.740.505	403.227	63.035.235	385.115	63.989.791	6.830	1.730.468	391.945	65.720.259

- e) Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/03/2012		31/12/2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	154	76.364	161	55.475
Documentos por cobrar en cobranza judicial	319	1.880.692	318	1.853.311
Totales	473	1.957.056	479	1.908.786

- f) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	4.137.095
Aumentos (disminuciones) del período	1.199.126
Montos castigados	(507.371)
Saldo al 31 de diciembre 2011	4.828.850
Aumentos (disminuciones) del período	578.812
Montos castigados	(19.058)
Saldo al 31 de marzo de 2012	5.388.604

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos.

7 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de marzo de 2012, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9156%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (*)	1.130	33.881.993	33.883.123	0,0004%
Inversiones Electricas del Sur S.A	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda..	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Minoritarios	248.044.715	208.209.300	456.254.015	0,0051%
Totales	620.094.448	9.004.793.838.412	9.005.413.932.860	100%

(*) Corresponde a las acciones que pertenecían a los accionistas que se acogieron a retiro en abril de 2011 como consecuencia de la fusión de la Sociedad con su filial, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas el 30 de marzo de 2011.

7.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta Nota.

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	121.019		120.238	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	17.301		16.630	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.411		5.072	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Pago retención impuesto	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	127		127	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.116		-	
76833170-7	Andescan SPA	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.167		2.167	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	177		-	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	441.946		467.887	
Totales							590.264	-	612.121	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76186388-6	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.205.677		2.069.168	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	27.251		1.366.353	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	21		16	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.917.082		4.516.649	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	164		125	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446		3.394	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.222		3.044	
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	404		400	
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.678		1.660	
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	505			
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.678			
Totales							11.163.128	-	7.960.809	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
76186388-6	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	1.045	9.948
76186388-6	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	26.995
76186388-6	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(3.092.048)	(10.751.320)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	222.628	193.638
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	9.661	(4.954)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	11.769	11.615
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	61.359	5.656
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	177	-
76022072-8	Inversiones Electricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(515)	(106.340)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

Al 31 de marzo de 2012 el directorio está compuesto por: Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman, Ben Hawkins, Robert Mah, Kevin Roseke, Juzar Pirbhai, Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz Molina.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores son los siguientes:

Director	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.678	-
Iván Díaz-Molina	1.678	-
Totales	3.356	-

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2011 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2012.

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto de 2011, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Kevin David Kerr. Se designó en su reemplazo al señor Juan Ignacio Parot Becker, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre de 2011 renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

En sesión de Directorio de fecha 4 de enero de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la señora Stacey Purcell. Se designó en su reemplazo al señor Juzar Pirbhai, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray, Olivia Penelope Steedman, Ben Hawkins, Robert Mah, Kevin Roseke y Juzar Pirbhai renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de marzo de 2012 y 2011 son las siguientes:

Director	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	838
Jorge Lesser García-Huidobro	3.711	5.038
Iván Díaz-Molina	5.555	5.038
Totales	9.266	10.914

Las remuneraciones pagadas a los Directores incluyen a la “Antigua Saesa” y Saesa (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.), en 2011.

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, seis Gerentes de Área y 18 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$399.897 al 31 de marzo de 2012 y a M\$390.215 al 31 de marzo de 2011 (incluye Antigua Saesa).

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

d) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

8 Inventarios

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Clases de inventario	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.849.926	7.434.185
Materiales en tránsito	452.990	1.190.806
Existencias retail	630.743	574.833
Petróleo	337.593	274.358
Provisión por obsolescencia	(936.435)	(876.220)
Totales	8.334.817	8.597.962

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados	3.925.782	1.990.274
Otros gastos por naturaleza (*)	367.520	340.416
Totales	4.293.302	2.330.690

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de marzo de 2012 ascienden a M\$2.087.297 (M\$1.885.650 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2012 ascienden a M\$43.941 (M\$59.001 en 2011).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$60.215 para el período enero - marzo 2012, y un cargo de M\$71.449 para el período enero – marzo 2011.

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	4.904.280	3.626.643
IVA Crédito fiscal por recuperar	381.623	-
Crédito por utilidades absorbidas	-	1.086.763
Crédito Sence	18.000	32.076
Crédito Activo Fijo	22.851	37.893
Totales	5.326.754	4.783.375

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	1.733.126	1.724.906
Iva Débito fiscal	1.731.791	1.782.884
Otros	223.719	56.304
Totales	3.688.636	3.564.094

10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, neto	24.407.501	24.691.511
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	1.976.323	2.260.333

Activos intangibles bruto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	28.610.811	27.062.686
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	6.179.633	4.631.508

Amortización activos intangibles	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables	(4.203.310)	(2.371.175)
Servidumbres	-	-
Software	(4.203.310)	(2.371.175)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2012 y 2011 son los siguientes:

Movimiento período 2012		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012		2.260.333	22.431.178	24.691.511
Movimientos	Adiciones	21.799	-	21.799
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(305.809)	-	(305.809)
	Total movimientos	(284.010)	-	(284.010)
Saldo final al 31 de marzo de 2012		1.976.323	22.431.178	24.407.501

Movimiento año 2011		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011		2.563.749	22.182.979	24.746.728
Movimientos	Adiciones	748.715	248.199	996.914
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(1.052.131)	-	(1.052.131)
	Total movimientos	(303.416)	248.199	(55.217)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		2.260.333	22.431.178	24.691.511

Los derechos de servidumbre se presentan al costo y los adquiridos a partir de la fecha de transición al costo histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" de los Estados financieros integrales.

11 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Rut	Compañía	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
Totales		174.416.006	174.416.006

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por Sociedad Austral de Electricidad S.A., Antigua Saesa, RUT 96.956.660-5, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

12 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	297.594.318	291.439.703
Construcción en Curso	51.688.882	46.207.017
Terrenos	13.462.506	13.462.506
Edificios	7.227.104	7.289.636
Planta y Equipo	220.163.211	219.138.896
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.059.394	1.155.272
Instalaciones Fijas y Accesorios	413.771	428.207
Vehículos de Motor	1.701.292	1.796.078
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.878.158	1.962.091

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	373.455.385	366.904.687
Construcción en Curso	51.688.882	46.207.017
Terrenos	13.462.506	13.462.506
Edificios	11.514.714	11.514.714
Planta y Equipo	285.063.140	281.901.219
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.475.172	4.963.290
Instalaciones Fijas y Accesorios	922.381	922.381
Vehículos de Motor	3.003.672	3.003.672
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.324.918	4.929.888

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(75.861.067)	(75.464.984)
Edificios	(4.287.610)	(4.225.078)
Planta y Equipo	(64.899.929)	(62.762.323)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.415.778)	(3.808.018)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(508.610)	(494.174)
Vehículos de Motor	(1.302.380)	(1.207.594)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(2.446.760)	(2.967.797)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2012 y 2011 es el siguiente:

Movimiento período 2012		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, 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
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012		46.207.017	13.462.506	7.289.636	1.155.272	428.207	1.796.078	1.962.091	219.138.896
Movimientos	Adiciones	7.531.814	-	-	-	-	-	31.859	3.179.808
	Retiros	(2.049.949)	-	-	-	-	-	(22.015)	(14.265)
	Gastos por depreciación	-	-	(62.532)	(95.878)	(14.436)	(94.786)	(93.777)	(2.141.228)
	Total movimientos	5.481.865	-	(62.532)	(95.878)	(14.436)	(94.786)	(83.933)	1.024.315
Saldo final al 31 de marzo de 2012		51.688.882	13.462.506	7.227.104	1.059.394	413.771	1.701.292	1.878.158	220.163.211

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, 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
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011		38.053.117	13.448.087	7.454.466	1.212.121	443.011	2.052.577	1.425.396	207.067.254
Movimientos	Adiciones	23.645.970	14.419	84.707	331.425	59.770	264.855	987.837	20.761.659
	Retiros	(15.492.070)	-	-	(5.100)	(12.466)	(130.116)	(41.631)	(133.317)
	Gastos por depreciación	-	-	(249.537)	(383.174)	(62.108)	(391.238)	(409.511)	(8.556.700)
	Total movimientos	8.153.900	14.419	(164.830)	(56.849)	(14.804)	(256.499)	536.695	12.071.642
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		46.207.017	13.462.506	7.289.636	1.155.272	428.207	1.796.078	1.962.091	219.138.896

La Sociedad y sus filiales, han mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- b) La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- c) Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros por M\$351.219 al 31 de marzo de 2012 y a M\$205.320 por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$325.008 al 31 de marzo de 2012 y a M\$266.321 por el período terminado al 31 de marzo de 2011.
- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Consolidado correspondiente a los períodos enero – marzo 2012 y enero – marzo 2011, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.025.369	791.666
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(77.178)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	-
Otro gasto por impuesto corriente	1.855	1.320
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.027.224	715.808
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(399.784)	361.396
Otro gasto por impuesto diferido	-	(5.125)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(399.784)	356.271
Gasto por impuesto a las ganancias	627.440	1.072.079

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de marzo de 2012 y 2011 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	5.343.876	5.888.990
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (18,5% - 20%)	(988.617)	(1.177.798)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	77.890	87
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(53.754)	2.387
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	-
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	-	(4)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(666.985)	(673.845)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	994.480	781.912
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(135.940)	59.867
Diferencia de conversión de moneda extranjera	141.974	(35.280)
Ajuste Empresas Fusionadas	-	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	3.512	(29.405)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	361.177	105.719
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(627.440)	(1.072.079)
Tasa impositiva efectiva	11,74%	18,20%

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley N° 20.455, la cual "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", después del terremoto del 27 de febrero de 2010, la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece 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.

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en 2012, con tasa de 18,5%, al 31 de marzo de 2012 la Sociedad reconoció un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$134.085, respecto de haber mantenido la tasa del 17% que regirá a partir de 2013 en adelante.

13.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	2.367.726	2.529.377	11.348.067	11.406.570
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	3.728	1.871	8.920	26.155
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	946.189	842.635	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	94.879	133.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	164.041	152.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	1.615.601	1.157.545	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	654.707	663.209	60.313	62.035
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	70.384	319.316	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	92.238	231.899	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	251.447	255.154	1.749	1.749
Impuestos diferidos relativos a Derivados	-	-	43.024	418.780
Total Impuestos Diferidos	6.260.940	6.287.806	11.462.073	11.915.289

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los períodos 2012 y 2011 son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	2.455.085	20.658.757
Incremento (decremento)	(7.536.038)	(8.743.468)
Impuesto Diferido Efecto por Fusión (*)	11.368.759	-
Saldo al 31 de diciembre de 2011	6.287.806	11.915.289
Incremento (decremento)	(26.866)	(453.216)
Saldo al 31 de marzo de 2012	6.260.940	11.462.073

(*) El 31 de mayo de 2011, la Sociedad se fusionó por absorción con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de la Sociedad respecto de la filial, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta última dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$11.368.759, que para efectos de presentación se mostraron netos en el activo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad y sus filiales considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades cubren lo necesario para recuperar esos activos.

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

14 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/03/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	23.216.838	-	24.604.436	-
Bonos	1.513.422	117.703.487	1.008.862	116.408.801
Totales	24.730.260	117.703.487	25.613.298	116.408.801

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-03-2012	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	al 31-03-2012
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	USD	Anual	2,02%	Sin Garantía	-	-	23.216.838	-	23.216.838	-	-	-	-
Totales					-	-	23.216.838	-	23.216.838	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2011	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	al 31-12-2011
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	USD	Anual	2,02%	Sin Garantía	-	-	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-
Totales					-	-	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo 2012						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	2,02%	Anual	23.216.838	-	23.216.838	-	-	-	-
Totales						23.216.838	-	23.216.838	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2011						
						Corriente			No Corriente			
						Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	2,02%	Anual	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-
Totales						-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		al 31-03-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$		Más de 5 años M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	-	1.169.232	1.169.232	9.543.604	6.362.403	38.174.417	54.080.424
Chile	UF	Anual	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	299.463	299.463	9.884.139	10.140.080	-	-	20.024.219
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	20.362	20.362	9.388.970	6.999.809	5.551.417	-	21.940.196
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	24.365	24.365	-	-	21.658.648	-	21.658.648
Totales					-	-	-	1.513.422	1.513.422	28.816.713	23.502.292	65.384.482	-	117.703.487

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		al 31-12-2011 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$		Más de 5 años M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
Chile	UF	Anual	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	-	19.804.619
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	-	21.676.058
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	222.312	222.312	-	-	21.422.452	-	21.422.452
Totales					-	-	-	1.008.862	1.008.862	26.645.819	23.237.969	66.525.013	-	116.408.801

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2012								
					Corriente			No Corriente					
					Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente		
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	1.169.232	1.169.232	9.543.604	6.362.403	38.174.417	-	-	54.080.424
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	299.463	299.463	9.884.139	10.140.080	-	-	-	20.024.219
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	20.362	20.362	9.388.970	6.999.809	5.551.417	-	-	21.940.196
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	24.365	24.365	-	-	21.658.648	-	-	21.658.648
Totales					-	1.513.422	1.513.422	28.816.713	23.502.292	65.384.482	-	-	117.703.487

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2011								
					Corriente			No Corriente					
					Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente		
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	-	-	53.505.672
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	-	-	19.804.619
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	-	-	21.676.058
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	222.312	222.312	-	-	21.422.452	-	-	21.422.452
Totales					-	1.008.862	1.008.862	26.645.819	23.237.969	66.525.013	-	-	116.408.801

f) Colocación de Bonos

Con fecha 19 de diciembre de 2007 la Sociedad colocó la emisión de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento. Los referidos bonos Serie G fueron colocados con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores con fecha 17 de septiembre de 2002, bajo el número 301. Los fondos fueron destinados al refinanciamiento de las amortizaciones de los bonos Serie E que fueron colocados con cargo a la Línea de Bonos inscrita bajo el número 397.

Con fecha 21 de octubre de 2008, la Sociedad realizó una segunda colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

Con fecha 27 de octubre de 2009, la Sociedad realizó una tercera colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó las colocaciones de los Bonos Serie I y Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, emitidos con cargo a las líneas de bonos inscritas con fecha 19 de mayo de 2011 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo los números 664 y 665 respectivamente, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento para cada bono.

Los costos de colocación y menor valor de colocación asociados a estos instrumentos se presentan en el rubro Otros Pasivos Financieros Corriente y no Corriente y se amortizan según el método de la tasa de interés efectiva.

g) Otros Aspectos

Las deudas de la Sociedad y filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento del control de las empresas eléctricas por parte de la Matriz, así como el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos que permitan a la Sociedad y sus filiales en conjunto, tener la capacidad de distribuir a lo menos mil GWh al año). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que están directamente relacionadas con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del grupo.

Ratios financieros (medido sobre estados financieros consolidados)

En la Sociedad:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE consolidado no superior a 1,25 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre gastos financieros netos mayor a 2,5 veces.

Al 31 de marzo de 2012, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

15 Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus filiales son los siguientes:

15.1 Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existen riesgos financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

15.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las Sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"), modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a los siguientes proyectos de modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, e
- Incentivo de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SGA comercializa la energía que compra a la relacionada SAGESA en el mercado spot.

En caso de entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda de ésta en forma económica y segura. En cambio, si el generador cuenta con contratos de suministro, el generador comprará al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez entregará la energía a sus clientes al precio establecido en dichos contratos de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato financiero con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA vende el 90% de su energía a precios spot.

c) Fijación de tarifas de distribución

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años.

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayson, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones

legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso que ha sufrido la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) hace suponer que a mediados del 2012 se dé por concluido este proceso tarifario y con ello, se apliquen de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados mediante Decreto Supremo.

Los riesgos relacionados con la regulación de los negocios de Distribución y Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada, además de los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso no se esperan efectos adversos en los ingresos de la compañía.

e) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 ya está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración de 10 años.

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro, que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realiza mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, las sociedades Saesa, Frontel y Luz Osorno, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Antes de la emisión de estos estados financieros las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 – diciembre 2014.

f) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2012 – 2014).

15.2 Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

15.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes en la Sociedad y sus filiales.

Al 31 de marzo de 2012, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa variable Libo:

Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M\$
29-04-2011	47.228	23.020.605

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7) para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad y sus filiales es menor.

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representa esta sociedad como parte de los flujos consolidados de la Sociedad, son inferiores al 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

15.2.2 Variación UF

El 84% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

De los ingresos de la Sociedad, un 90% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado, la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 86% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 49 durante el periodo enero - marzo de 2012. Para este análisis no se consideró los créditos en USD que tiene la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

	31/03/2012	31/03/2011
Tasa Interés Variable	14%	37%
Tasa Interés Protegida	16%	15%
Tasa Interés Fija	70%	48%

15.2.4 Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad y sus filiales. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

Saesa y sus filiales en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A

través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

15.2.5 Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

Para medir el riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importantes o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad y sus filiales, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En

ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

15.2.6 Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

al 31 de marzo de 2012	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	232.561	232.561
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y derechos por cobrar no corrientes	-	65.120.271	-	-	65.120.271
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	590.264	-	-	590.264
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	6.708.890	-	27.536.120	-	34.245.010
Totales	6.708.890	65.710.535	27.536.120	232.561	100.188.106

al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	2.263.678	2.263.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y derechos por cobrar no corrientes	-	66.871.969	-	-	66.871.969
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	612.121	-	-	612.121
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	1.908.377	-	22.266.288	-	24.174.665
Totales	1.908.377	67.484.090	22.266.288	2.263.678	93.922.433

b) Pasivos Financieros

al 31 de marzo de 2012	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	142.433.747	-	-	142.433.747
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	43.883.802	-	-	43.883.802
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	11.163.128	-	-	11.163.128
Totales	-	197.480.677	-	-	197.480.677

al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	142.022.099	-	-	142.022.099
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	37.470.849	-	-	37.470.849
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	7.960.809	-	-	7.960.809
Totales	-	187.453.757	-	-	187.453.757

15.2.7 Instrumentos derivados

La Sociedad, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros, suscribe contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto del peso o la UF, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso o a la UF. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden principalmente a Cross Currency Swaps.

Al 31 de marzo de 2012, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.03.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	232.561	2.263.678	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes.

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de marzo de 2012, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

15.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros - al 31.03.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	976.149	976.149
Saldo en Bancos	676.774	676.774
Depósitos a plazo	5.055.967	5.055.967
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	55.566.294	55.566.294

Pasivos Financieros - al 31.03.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	23.216.838	23.224.887
Bonos	119.216.909	126.103.345
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.883.802	43.883.802

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología.

- El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez. La valoración realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.

- d) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Justo en los Estados Financieros:

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	29.367.252	22.177.607
Proveedores por compra de combustible y gas	548.147	332.685
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	4.851.794	4.077.398
Cuentas por pagar bienes y servicios	5.640.326	6.846.988
Dividendos por pagar a terceros	94.308	82.083
Cuentas por pagar instituciones fiscales	146.082	132.073
Otras cuentas por pagar	3.235.893	3.822.015
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.883.802	37.470.849

17 Provisiones

17.1 Provisiones corrientes

17.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	867.565	893.041
Totales	867.565	893.041

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2011	893.041
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	28.482
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	39.738
Provisión utilizada	(44.952)
Reversos de provisión no utilizada.	(48.744)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(25.476)
Saldo final al 31 de marzo de 2012	867.565

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	841.180
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	432.078
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(92.191)
Provisión utilizada	(209.341)
Reversos de provisión no utilizada.	(78.685)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	51.861
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	893.041

17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	512.858	723.789
Provisión por beneficios anuales	809.842	2.076.542
Total	1.322.700	2.800.331

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2011	2.800.331
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	224.961
Provisión utilizada	(1.419.611)
Reversos de provisión no utilizada.	(282.981)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(1.477.631)
Saldo final al 31 de marzo de 2012	1.322.700

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010	3.033.152
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.423.279
Provisión utilizada	(1.656.100)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(232.821)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	2.800.331

17.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.193.967	3.075.367
Total	3.193.967	3.075.367

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	3.070.504
Provisión del período	517.513
Pagos en el período	(512.650)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.075.367
Provisión del período	168.062
Pagos en el período	(49.462)
Saldo al 31 de marzo de 2012	3.193.967

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M

17.3 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

17.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Fallo de primera instancia rechazó la demanda. Pendiente recurso de	22.534
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avendaño con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 2° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihue Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1° instancia	121.600
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Cochrane	1428-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por choque de vehículo (Parra con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.683
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	44685-2010	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Hotelería y Turística Anguir)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.900
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	C-2223-11	Demanda de cobro deuda municipal (I.Municipalidad de Valdivia con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	70.692
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3212-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Segovia con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	C-3110-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Recabal con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	6.000
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	33.000
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.576
LUZ OSORNO	18 Juzgado Civil de Santiago	35.017-2009	Reclamo de ilegalidad por multa Vialidad.	En Trámite.	1.957
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1°.	Indeterminado

Al 31 de marzo de 2012, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

17.3.2 Multas

Las multas cursadas a la Sociedad y sus filiales, aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
EDELAYSEN	Res. Ex. 188 de fecha 30.12.11	SEC	Mantenimiento	Judicializada	23.485
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de fecha 01.10.2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	8.611
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	1.566
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	23.647
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	33.271
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	9.786
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	17.614
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.571
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.571
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	29.357
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Pendiente Recurso Reposición	215.662
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	1.957
EDELAYSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.2010	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Judicializada	50.605
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.174
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.838
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	25.442
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.828
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Balck uot 2010	Pendiente Recurso Reposición	93.170

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados es a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

En los casos que la administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

18 Otros Pasivos no Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	6.335.724	6.405.077
Otras obras de terceros	4.022.169	4.525.564
Total otros pasivos no financieros corrientes	10.357.893	10.930.641

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2.

19 Otros Pasivos no Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	31/03/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	8.314.174	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	113.124	112.574
Totales	8.427.298	6.146.205

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2012 el capital social de SAESA asciende a M\$304.502.828 y al 31 de diciembre de 2011 ascendía a M\$304.502.828. El capital está representado por 620.094.448 acciones serie A y 9.004.793.838.412 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

El aumento de capital por M\$17.211, respecto de marzo 2011, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

20.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de marzo de 2011 se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 0,08328 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010, lo que significó un pago de M\$ 14.998.820. El dividendo antes señalado se pagó a partir del 02 de mayo de 2011.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

20.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de marzo de 2012 y 2011 son los siguientes:

Al 31 de marzo de 2012

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de marzo de 2012 M\$
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(468.907)	(770.884)		(1.239.791)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	101.693		(117.034)	(15.341)
Otras reservas varias	12.616.103			12.616.103
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796			12.325.796
Totales	24.574.685	(770.884)	(117.034)	23.686.767

Otras reservas varias por M\$12.616.103, está compuesta por M\$1.001.277, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A SAESA (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua SAESA). Una vez

determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$ 12.319.245. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Al 31 de marzo de 2011

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de marzo de 2011 M\$
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.583.657)	177.731		(1.405.926)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	141.790		48.492	190.282
Otras reservas varias	12.616.103			12.616.103
Totales	11.174.236	177.731	48.492	11.400.459

20.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de marzo de 2012 y 2011 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.239.791	1.405.926
Totales	1.239.791	1.405.926

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la filial que tiene moneda funcional dólar.

20.1.5 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo de 2012 y 2011 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/12	40.560.513	4.053.089	44.613.602
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	4.672.052		4.672.052
Provisión dividendo mínimo del período	(1.401.616)		(1.401.616)
Saldo final al 31/03/12	43.830.949	4.053.089	47.884.038

La utilidad distributable del período enero - marzo 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$4.672.052.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/11	37.835.316	4.053.089	41.888.405
Transferencia y otros cambios	(5.125)		(5.125)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	4.742.476		4.742.476
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.822.551)		(7.822.551)
Provisión dividendo mínimo del período	(1.422.743)		(1.422.743)
Saldo final al 31/03/11	33.327.373	4.053.089	37.380.462

La utilidad distributable del período enero - marzo 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$4.742.476.

20.2 Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 14 g).

20.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de marzo de 2012, 31 de diciembre de 2011 y de resultados al 31 de marzo de 2012 y 31 de marzo de 2011, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/03/2012 %	31/12/2011 %	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua Saesa)		0,0079	-	-	-	4.752.814	-	-	-	374
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,7933	62.027.963	61.611.078	595.549	1.047.980	4.213.746	4.185.425	40.457	71.475
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,1000	0,1000	81.850.061	80.402.874	2.067.410	1.691.087	81.850	80.403	2.067	1.691
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	14.099.476	13.750.722	498.220	327.927	14.748	14.383	521	343
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	12.993.790	12.828.341	1.338.720	551.643	12.994	12.828	1.339	552
TOTALES							4.323.338	4.293.039	44.384	74.435

21 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Venta de Energía	55.652.504	66.429.732
Ventas de energía	55.652.504	66.429.732
Otras Prestaciones y Servicios	1.519.214	1.334.888
Apoyos	197.024	207.474
Arriendo de medidores	261.429	233.620
Cortes y reposición	458.509	465.028
Pagos fuera de plazo	496.807	330.997
Otros	105.445	97.769
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	57.171.718	67.764.620

Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.671.856	1.514.433
Venta de materiales y equipos	1.041.813	963.946
Arrendamientos	101.306	79.567
Intereses Créditos y Préstamos	125.524	101.724
Ingresos Retail	707.412	544.542
Otros Ingresos	446.779	171.200
Total Otros ingresos, por naturaleza	4.094.690	3.375.412

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	39.421.133	51.543.264
Combustibles para generación y materiales	3.929.938	2.083.026
Totales	43.351.071	53.626.290

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	2.390.408	2.381.609
Provisión costo de vacaciones	(172.807)	(182.641)
Otros costos de personal	191.252	175.860
Indemnización por años de servicios	290.979	112.630
Activación costo de personal	(325.008)	(266.321)
Totales	2.374.824	2.221.137

24 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Depreciaciones	2.502.637	2.323.090
Amortizaciones de Intangibles	305.809	247.085
Totales	2.808.446	2.570.175

25 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	1.362.070	920.756
Sistema Generación	328.778	177.743
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	1.326.793	1.334.014
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	219.837	166.231
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	3.232	2.789
Provisiones y Castigos	630.267	157.149
Gastos de Administración	1.334.740	1.069.549
Otros gastos por naturaleza	750.176	1.621.934
Total Otros Gastos por Naturaleza	5.955.893	5.450.165

26 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	310.872	140.155
Otros ingresos financieros	177	30.300
Total Ingresos Financieros	311.049	170.455

Costos Financieros	31/03/2012	31/03/2011
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(258.032)	(100.512)
Gastos por bonos	(1.267.830)	(810.589)
Otros Gastos Financieros	(9.396)	(107.157)
Activación Gastos financieros	351.219	205.320
Total Costos Financieros	(1.184.039)	(812.938)

Resultado por unidades de reajuste	(1.372.329)	(593.306)
Diferencias de cambio	758.565	(206.189)
Positivas	-	62.683
Negativas	758.565	(268.872)
Total Costo Financiero	(1.797.803)	(1.612.433)

Total Resultado Financiero	(1.486.754)	(1.441.978)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

27 Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por la NIIF 8, Información Financiera por Segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados, por lo que la Sociedad no presenta separación por segmentos.

El informe de gestión también incluye un detalle según empresa y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

De acuerdo con lo anterior, la información separada para la gestión de esta Sociedad implica, además de un informe consolidado, un informe por empresa según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	20.784.103	16.032.480	1.199.787	373.712	402.283	505.578	692.575	1.054.135	11.166.262	6.208.760	-	-	34.245.010	24.174.665
Otros Activos Financieros, Corriente	232.561	2.263.678	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	232.561	2.263.678
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	35.258.675	39.909.288	2.890.194	2.905.548	7.740.399	8.492.543	6.204.701	3.896.506	3.472.325	3.345.548	-	-	55.566.294	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	28.337.831	26.168.921	1.116	904	406.738	353.700	13.807.130	14.349.526	-	5.001.290	(41.962.551)	(45.262.220)	590.264	612.121
Inventarios	5.303.158	5.431.343	237.805	154.713	1.175.470	1.707.265	-	-	1.618.384	1.304.641	-	-	8.334.817	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes	3.635.732	3.118.720	104.780	161.540	17.529	-	268.771	-	1.299.942	1.503.115	-	-	5.326.754	4.783.375
Otros Activos no Financieros, Corrientes	195.529	174.555	17.192	5.641	155.413	164.483	13.806	-	161.463	149.239	-	-	543.403	493.918
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	93.747.589	93.098.985	4.450.874	3.602.058	9.897.832	11.223.569	20.986.983	19.300.167	17.718.376	17.512.593	(41.962.551)	(45.262.220)	104.839.103	99.475.152
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	93.747.589	93.098.985	4.450.874	3.602.058	9.897.832	11.223.569	20.986.983	19.300.167	17.718.376	17.512.593	(41.962.551)	(45.262.220)	104.839.103	99.475.152
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	64.939	69.169	1.059	1.059	-	-	125.935	130.165
Derechos por Cobrar no Corrientes	9.071.584	7.793.025	76.534	74.363	218.317	247.333	-	-	187.542	207.815	-	-	9.553.977	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	166.647.952	164.299.976	-	-	-	-	-	-	-	-	(166.647.952)	(164.299.976)	-	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	5.181.692	5.465.321	25.615	25.724	19.164.625	19.164.788	-	-	35.569	35.678	-	-	24.407.501	24.691.511
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	131.147.418	129.980.097	14.524.026	14.058.958	99.341.627	94.740.899	-	-	52.581.247	52.659.749	-	-	297.594.318	291.439.703
Activos por Impuestos Diferidos	4.385.714	4.823.814	42.435	43.479	1.586.726	1.174.417	139.886	130.426	106.179	115.670	-	-	6.260.940	6.287.806
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	490.850.873	486.778.746	14.668.610	14.202.524	120.370.725	115.386.867	204.825	199.595	52.911.596	53.019.971	(166.647.952)	(164.299.976)	512.358.677	505.287.727
TOTAL ACTIVOS	584.598.462	579.877.731	19.119.484	17.804.582	130.268.557	126.610.436	21.191.808	19.499.762	70.629.972	70.532.564	(208.610.503)	(209.562.196)	617.197.780	604.762.879

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11	31/03/12	31/12/11
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, Corriente	24.730.260	25.613.298	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24.730.260	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	31.157.187	22.606.789	2.342.447	1.905.096	6.957.936	6.996.882	1.567.986	3.770.258	1.858.246	2.191.824	-	-	43.883.802	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	20.342.041	25.925.294	1.435.751	979.074	23.783.762	22.731.067	6.225.882	2.465.361	1.338.243	1.122.233	(41.962.551)	(45.262.220)	11.163.128	7.960.809
Otras provisiones	414.663	417.320	49.599	49.379	251.990	252.038	88.733	87.853	62.580	86.451	-	-	867.565	893.041
Pasivos por Impuestos corrientes	1.378.554	1.249.643	186.486	105.013	1.622.981	1.699.600	315.417	347.949	185.198	161.889	-	-	3.688.636	3.564.094
Otros pasivos no financieros corrientes	9.048.581	8.759.819	177.295	164.204	426.529	1.265.481	-	-	705.488	741.137	-	-	10.357.893	10.930.641
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	999.445	2.153.006	40.827	63.427	99.650	266.694	-	-	182.778	317.204	-	-	1.322.700	2.800.331
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	88.070.731	86.725.169	4.232.405	3.266.193	33.142.848	33.211.762	8.198.018	6.671.421	4.332.533	4.620.738	(41.962.551)	(45.262.220)	96.013.984	89.233.063
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	88.070.731	86.725.169	4.232.405	3.266.193	33.142.848	33.211.762	8.198.018	6.671.421	4.332.533	4.620.738	(41.962.551)	(45.262.220)	96.013.984	89.233.063
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	117.703.487	116.408.801	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	117.703.487	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	112.257	506.887	745.897	749.251	6.590.473	6.611.878	-	-	4.013.446	4.047.273	-	-	11.462.073	11.915.289
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.772	12.581	276	233	8.393.697	6.113.057	-	-	20.553	20.334	-	-	8.427.298	6.146.205
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.625.582	2.533.178	41.430	38.183	291.478	270.865	-	-	235.477	233.141	-	-	3.193.967	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	120.454.098	119.461.447	787.603	787.667	15.275.648	12.995.800	-	-	4.269.476	4.300.748	-	-	140.786.825	137.545.662
PATRIMONIO														
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	376.073.633	373.691.115	14.099.476	13.750.722	81.850.061	80.402.874	12.993.790	12.828.341	62.027.963	61.611.078	(170.971.290)	(168.593.015)	376.073.633	373.691.115
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.323.338	4.293.039	4.323.338	4.293.039
TOTAL PATRIMONIO	376.073.633	373.691.115	14.099.476	13.750.722	81.850.061	80.402.874	12.993.790	12.828.341	62.027.963	61.611.078	(166.647.952)	(164.299.976)	380.396.971	377.984.154
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	584.598.462	579.877.731	19.119.484	17.804.582	130.268.557	126.610.436	21.191.808	19.499.762	70.629.972	70.532.564	(208.610.503)	(209.562.196)	617.197.780	604.762.879

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2012 al 31/03/2012	01/01/2011 al 31/03/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	38.395.664	38.443.622	2.961.614	3.000.956	3.741.027	3.220.826	8.479.829	19.833.123	3.646.783	5.805.700	(53.199)	(2.539.607)	57.171.718	67.764.620
Otros ingresos, por Naturaleza	3.627.156	3.028.492	92.405	64.839	206.021	165.432	38.737	11.054	130.371	105.595	-	-	4.094.690	3.375.412
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(31.574.176)	(31.362.756)	(2.039.033)	(2.319.767)	(21.481)	41.138	(8.058.744)	(19.171.002)	(1.710.836)	(3.353.510)	53.199	2.539.607	(43.351.071)	(53.626.290)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(1.616.747)	(1.647.805)	(77.003)	(60.371)	(304.006)	(168.486)	-	-	(377.068)	(344.475)	-	-	(2.374.824)	(2.221.137)
Gasto por Depreciación y Amortización	(1.630.991)	(1.444.825)	(134.075)	(114.357)	(572.919)	(555.776)	-	-	(470.461)	(455.217)	-	-	(2.808.446)	(2.570.175)
Otros Gastos por Naturaleza	(4.368.914)	(4.031.610)	(220.316)	(172.953)	(533.250)	(597.020)	(33.794)	(23.196)	(799.619)	(625.386)	-	-	(5.955.893)	(5.450.165)
Otras Ganancias (Pérdidas)	65.607	60.336	-	-	(14.266)	-	-	-	3.115	(1.633)	-	-	54.456	58.703
Ingresos Financieros	495.301	219.148	3.991	7.412	10.876	7.008	238.533	128.076	149.594	107.099	(587.246)	(298.288)	311.049	170.455
Costos Financieros	(1.711.891)	(1.097.309)	(8.136)	(12.757)	(50.951)	(343)	(1)	-	(306)	(817)	587.246	298.288	(1.184.039)	(812.938)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	4.455.515	3.544.576	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.455.515)	(3.544.576)	-	-
Diferencias de Cambio	(6.328)	1.084	(1.031)	(39)	(1.504)	(30.017)	767.424	(176.399)	4	(818)	-	-	758.565	(206.189)
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.386.897)	(600.078)	2.966	817	(8.190)	391	(1.759)	175	21.551	5.389	-	-	(1.372.329)	(593.306)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	4.743.299	5.112.875	581.382	393.780	2.451.357	2.083.153	1.430.225	601.831	593.128	1.241.927	(4.455.515)	(3.544.576)	5.343.876	5.888.990
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(71.247)	(370.025)	(83.162)	(65.853)	(383.947)	(392.066)	(91.505)	(50.188)	2.421	(193.947)	-	-	(627.440)	(1.072.079)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	4.672.052	4.742.850	498.220	327.927	2.067.410	1.691.087	1.338.720	551.643	595.549	1.047.980	(4.455.515)	(3.544.576)	4.716.436	4.816.911
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	4.672.052	4.742.850	498.220	327.927	2.067.410	1.691.087	1.338.720	551.643	595.549	1.047.980	(4.455.515)	(3.544.576)	4.716.436	4.816.911

28 Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 4 de abril de 2012, el Directorio de la Sociedad acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2012 y proponer a esa Junta el pago de un dividendo final de \$0,00167322 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, y el pago de un dividendo adicional de \$0,00021454 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

La Junta de Accionistas aprobó los dividendos señalados. Estos se pagarán a partir del día 25 de mayo de 2012, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago, en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 9.005.413.932.860, lo que significa un pago total de M\$17.000.000.

En sesión celebrada con fecha 4 de abril de 2012, el Directorio de la Sociedad acordó citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2012 y proponer a esa Junta una modificación al artículo Décimo Tercero de los estatutos de la Sociedad, en el sentido de establecer que todos los acuerdos del Directorio se tomen por a lo menos 5 de sus 8 miembros.

En sesión celebrada el 4 de abril de 2012, los Directorios de las filiales Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno) y Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen), acordaron citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 26 de abril de 2012 y proponer a esa Junta el pago de un dividendo final de \$667,4 por acción para STS, \$39.241,3 por acción para Luz Osorno y \$30,47 por acción para Edelaysen, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, además para STS, el pago de un dividendo adicional de \$92,6 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

Los dividendos señalados se pagarán a partir del día 25 de mayo de 2012, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago, en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 10.000.000 para STS, 7.645 para Luz Osorno y 37.577.393 para Edelaysen, lo que significará un pago total de M\$7.600.000, M\$300.000 y M\$1.145.000 respectivamente por este concepto.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2012, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

En el período comprendido entre el 1 de abril de 2012 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

29 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	856	1.066
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	-	553
Saesa	Gestión de residuos	Costo	116	-
Saesa	Reforestaciones	Inversión	-	222
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	41	7
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	914	2.069
STS	Gestión de residuos	Costo	-	679
STS	Reforestaciones	Inversión	-	4.922
STS	Proyectos de inversión	Inversión	30.565	19.242
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	-	7
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	1.480	1.450
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Totales			33.972	37.381

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad y sus filiales, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

30 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de marzo de 2012 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	Primer Semestre 2012 (M\$)	Segundo Semestre 2012 (M\$)	2013 (M\$)	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	114.975	-	-	114.975	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	861.050	334.122	526.928	-	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	-	4.207.239	-	-	-
I. Municipalidad de Calbuco	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.000	8.000	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Llanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.000	4.000	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	9.865	4.932	-	4.932	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.610	8.610	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Panguipulli	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.724	4.724	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.000	-	-	10.000	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.000	4.000	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	62.688	23.683	35.310	3.695	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	379	-	-	379	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.574.302	1.787.151	1.787.151	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	145.742	-	-	-	-	72.871	72.871
Serviu Chile	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	896	-	-	-	896	-	-
SERVIU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.935	2.002	1.683	2.250	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	7.077.032	-	7.077.032	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	672.302	545.442	126.860	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	10.140	-	3.380	6.760	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	766	-	766	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.988	-	-	3.988	-	-	-
Totales					16.786.633	2.726.666	9.559.111	4.354.219	896	72.871	72.871

31 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2012 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$2.697.667.

32 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/03/2012										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	9.897.832	120.370.725	33.142.848	15.275.648	3.741.027	2.067.410
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.718.376	52.911.596	4.332.533	4.269.476	3.646.783	595.549
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.450.874	14.668.610	4.232.405	787.603	2.961.614	498.220
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	20.986.983	204.825	8.198.018	-	8.479.829	1.338.720

31/12/2011										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	11.223.569	115.386.867	33.211.762	12.995.800	13.375.194	6.674.660
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.512.593	53.019.971	4.620.738	4.300.748	14.489.347	3.815.867
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.602.058	14.202.524	3.266.193	787.667	11.790.805	689.282
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	19.300.167	199.595	6.671.421	-	63.853.313	2.749.786

33 Información Adicional sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financieras:

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2012	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	2,02%	23.255.568	-	23.255.568	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
Totales			23.255.568	-	23.255.568	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente				Corriente			No corriente				
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	31/03/2012 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$	31/03/2012 M\$	Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	31/12/2011 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$	31/12/2011 M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	23.255.568	-	23.255.568	-	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
Totales						23.255.568	-	23.255.568	-	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2012	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011		
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años			
Chile	UF	5,25%	1.401.449	1.401.449	2.802.898	17.333.970	10.731.607	50.540.072	78.605.649	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228		
Chile	UF	3,00%	335.501	335.501	671.002	9.356.454	12.189.412	-	21.545.866	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	0	25.115.540		
Chile	UF	3,60%	402.020	402.020	804.040	2.412.096	1.608.059	30.372.873	34.393.028	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512		
Chile	UF	3,23%	-	655.050	655.050	11.777.703	10.795.129	-	22.572.832	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756		
Totales			2.138.970	2.794.020	4.932.990	40.880.223	35.324.207	80.912.945	157.117.375	729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036		

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31/03/2012							31/12/2011						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE FIN'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	1.401.449	1.401.449	2.802.898	17.333.970	10.731.607	50.540.072	78.605.649	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
76.073.162-6	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	335.501	335.501	671.002	9.356.454	12.189.412	-	21.545.866	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540
76.073.162-7	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JIN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	402.020	402.020	804.040	2.412.096	1.608.059	30.372.873	34.393.028	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GIN'301	Chile	UF	3,34%	3,23%	-	655.050	655.050	11.777.703	10.795.129	-	22.572.832	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756
Totales								2.138.970	2.794.020	4.932.990	40.880.223	35.324.207	80.912.945	157.117.375	729.684	4.070.601	4.800.285	36.561.584	55.836.827	62.963.625	155.362.036

34 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes Al efectivo	Dólar	Peso chileno	8.215	7.324
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			8.215	7.324

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	23.216.838	24.604.436
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			23.216.838	24.604.436

35 Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	31/03/2012 M\$	31/03/2011 M\$
Ingreso o pérdida en venta de activos fijos	54.456	58.703
Totales	54.456	58.703