

# **Estados Financieros Consolidados Intermedios**

**correspondientes al período terminado al  
30 de junio de 2012 y al año terminado  
al 31 de diciembre de 2011**

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

**Miles de pesos**

## **INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES REVISION DE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS**

A los señores Accionistas  
de Sociedad Austral de Electricidad S.A.

1. Hemos revisado el estado consolidado de situación financiera intermedio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas al 30 de junio de 2012 y los estados consolidados intermedios integrales de resultados por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2012 y 2011 y los correspondientes estados de flujo de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas mismas fechas. Los estados financieros consolidados intermedios y sus correspondientes notas, preparados de acuerdo con NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standard Board (IASB), son responsabilidad de la Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A.
2. Hemos efectuado nuestras revisiones de acuerdo con normas de auditoría establecidas en Chile para una revisión de información financiera intermedia. Una revisión de información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos financieros y contables. El alcance de esta revisión es significativamente menor que el de una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es expresar una opinión sobre los estados financieros tomados en su conjunto. Por lo tanto, no expresamos tal opinión.
3. Basados en nuestras revisiones, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera efectuarse a los estados financieros consolidados intermedios mencionados en el primer párrafo, para que éstos estén de acuerdo con NIC 34 incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.
4. Con fecha 13 de marzo de 2012, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y afiliadas, preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), en los cuales se incluye el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011, que sirvió de base para la preparación de los estados financieros tal como se explica en Nota 1.

5. Como se explica más ampliamente en Nota 1 y de acuerdo con los planes de reorganización societaria del Grupo Saesa, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. y la Sociedad relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. fueron fusionadas con fecha 31 de mayo de 2012.

*Deloitte*

Septiembre 12, 2012

*Alberto Lemaitre*

Alberto Lemaitre  
RUT: 6.303.649-8

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera**  
 Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011  
 (En miles de pesos)

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	20.728.034	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	5	589.167	2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes		286.780	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	52.462.450	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	7	4.161.522	612.121
Inventarios Corrientes	8	9.920.194	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	2.278.574	4.849.495
<b>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.</b>		<b>90.426.721</b>	<b>99.546.272</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>90.426.721</b>	<b>99.546.272</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	8.020.572	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente		127.853	130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	6	9.164.460	8.322.536
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	24.081.115	24.691.511
Plusvalía	12	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	303.682.321	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	14	7.775.819	8.156.070
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>527.268.146</b>	<b>515.123.253</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>617.694.867</b>	<b>614.669.525</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera**  
 Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011  
 (En miles de pesos)

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	15	24.380.794	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	33.274.627	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	30.790.019	17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	806.826	893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	2.034.059	3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	1.942.905	2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	10.929.015	10.930.641
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>104.158.245</b>	<b>98.747.783</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>104.158.245</b>	<b>98.747.783</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	116.637.719	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	11.471.348	11.957.215
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	20	9.395.979	6.146.205
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	3.296.753	3.075.367
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>140.801.799</b>	<b>137.587.588</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital Emitido	21	304.501.634	304.502.828
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	21	39.190.562	44.613.602
Otras Reservas	21	24.332.844	24.565.830
<b>Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>368.025.040</b>	<b>373.682.260</b>
Participaciones No Controladoras	21	4.709.783	4.651.894
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>372.734.823</b>	<b>378.334.154</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>617.694.867</b>	<b>614.669.525</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales**  
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01/01/2012 al 30/06/2012 M\$	01/01/2011 al 30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	22	114.877.441	141.495.495	57.705.723	73.730.875
Otros ingresos, por Naturaleza	22	10.356.085	7.554.831	6.224.034	4.143.640
Materias Primas y Consumibles Utilizados	23	(86.119.345)	(111.531.697)	(42.768.274)	(57.905.407)
Gastos por Beneficios a los Empleados	24	(5.296.107)	(4.820.177)	(2.921.283)	(2.599.040)
Gasto por Depreciación y Amortización	25	(5.727.390)	(5.411.422)	(2.916.159)	(2.838.948)
Otros Gastos por Naturaleza	26	(12.760.878)	(12.003.958)	(6.804.985)	(6.553.793)
Otras Ganancias (Pérdidas)	36	74.248	86.758	19.792	28.055
Ingresos Financieros	27	601.172	410.133	290.065	239.678
Costos Financieros	27	(2.595.511)	(1.988.797)	(1.274.509)	(1.062.725)
Diferencias de Cambio	27	383.320	(195.333)	(375.245)	10.856
Resultados por Unidades de Reajuste	27	(1.792.348)	(2.053.734)	(492.189)	(1.473.136)
<b>Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto</b>		<b>12.000.687</b>	<b>11.542.099</b>	<b>6.686.970</b>	<b>5.720.055</b>
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(1.783.161)	(1.951.358)	(1.176.262)	(898.071)
<b>Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas</b>		<b>10.217.526</b>	<b>9.590.741</b>	<b>5.510.708</b>	<b>4.821.984</b>
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas					
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>10.217.526</b>	<b>9.590.741</b>	<b>5.510.708</b>	<b>4.821.984</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a</b>					
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		10.080.708	9.417.863	5.427.401	4.730.783
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	21	136.818	172.878	83.307	91.201
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>10.217.526</b>	<b>9.590.741</b>	<b>5.510.708</b>	<b>4.821.984</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>					
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0011194	0,0010458	0,0006027	0,0005253
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida) por Acción Básica</b>	<b>\$/acción</b>	<b>0,0011194</b>	<b>0,0010458</b>	<b>0,0006027</b>	<b>0,0005253</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales**  
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2012 al 30/06/2012 M\$	01/01/2011 al 30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		10.217.526	9.590.741	5.510.708	4.821.984
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>					
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(390.232)	163.649	381.424	(14.260)
<b>Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión</b>		<b>(390.232)</b>	<b>163.649</b>	<b>381.424</b>	<b>(14.260)</b>
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		161.968	228.520	305.568	167.905
<b>Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>161.968</b>	<b>228.520</b>	<b>305.568</b>	<b>167.905</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(228.264)</b>	<b>392.169</b>	<b>686.992</b>	<b>153.645</b>
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		(29.964)	(43.473)	(56.530)	(31.350)
<b>Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral</b>		<b>(29.964)</b>	<b>(43.473)</b>	<b>(56.530)</b>	<b>(31.350)</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>		<b>(258.228)</b>	<b>348.696</b>	<b>630.462</b>	<b>122.295</b>
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>9.959.298</b>	<b>9.939.437</b>	<b>6.141.170</b>	<b>4.944.279</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		9.822.871	9.766.395	6.057.482	4.853.092
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		136.427	173.042	83.688	91.187
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>9.959.298</b>	<b>9.939.437</b>	<b>6.141.170</b>	<b>4.944.279</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**  
**Estados de cambios en el patrimonio neto**  
 Por los períodos terminados al 30 de junio 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\$				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2012</b>	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.933.044	24.565.830	44.613.602	373.682.260	4.651.894	378.334.154
<b>Ajustes de Períodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	304.502.828	-	-	-	(468.907)	101.693	-	24.933.044	24.565.830	44.613.602	373.682.260	4.651.894	378.334.154
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										10.080.708	10.080.708	136.818	10.217.526
Otro resultado integral					(389.841)	132.004			(257.837)		(257.837)	(391)	(258.228)
Resultado integral											9.822.871	136.427	9.959.298
Dividendos										(15.503.748)	(15.503.748)		(15.503.748)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(1.194)										(1.194)		(1.194)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios								24.851	24.851	-	24.851	(78.538)	(53.687)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													
Total de cambios en patrimonio	(1.194)	-	-	-	(389.841)	132.004	-	24.851	(232.986)	(5.423.040)	(5.657.220)	57.889	(5.599.331)
<b>Saldo Final al 30/06/2012</b>	<b>304.501.634</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(858.748)</b>	<b>233.697</b>	<b>-</b>	<b>24.957.895</b>	<b>24.332.844</b>	<b>39.190.562</b>	<b>368.025.040</b>	<b>4.709.783</b>	<b>372.734.823</b>

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\$				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2011</b>	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
<b>Ajustes de Períodos Anteriores</b>													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	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
<b>Cambios en patrimonio</b>													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										9.417.863	9.417.863	172.878	9.590.741
Otro resultado integral					163.485	185.047			348.532		348.532	164	348.696
Resultado integral											9.766.395	173.042	9.939.437
Dividendos										(10.675.499)	(10.675.499)		(10.675.499)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	17.211										17.211		17.211
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					(138)	12		11.375.310	11.375.184	(5.125)	11.370.059	(71.292)	11.298.767
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													
Total de cambios en patrimonio	17.211	-	-	-	163.347	185.059	-	11.375.310	11.723.716	(1.262.761)	10.478.166	101.750	10.579.916
<b>Saldo Final al 30/06/2011</b>	<b>304.502.828</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.420.310)</b>	<b>326.849</b>	<b>-</b>	<b>23.991.413</b>	<b>22.897.952</b>	<b>40.625.644</b>	<b>368.026.424</b>	<b>4.245.408</b>	<b>372.271.832</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados Intermedios de Flujo de Efectivo Directo**  
 Por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2012 al 30/06/2012	01/01/2011 al 30/06/2011
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
		<b>164.824.562</b>	<b>156.260.203</b>
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		164.687.649	156.230.928
Otros cobros por actividades de operación		136.913	29.275
<b>Clases de pagos</b>			
		<b>(134.327.761)</b>	<b>(136.386.714)</b>
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(125.569.206)	(127.681.100)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(5.850.374)	(4.660.564)
Otros pagos por actividades de operación		(2.908.181)	(4.045.050)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		<b>694.325</b>	<b>(982.426)</b>
Otras entradas (salidas) de efectivo		830	216.844
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>31.191.956</b>	<b>19.107.907</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
		(5.660.000)	(5.083.000)
Préstamos a entidades relacionadas		3.795	4.450
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		(20.535.052)	(12.891.989)
Compras de propiedades, planta y equipo		2.692.000	296.000
Cobros a entidades relacionadas		482.437	377.988
Intereses recibidos		<b>(23.016.820)</b>	<b>(17.296.551)</b>
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(23.016.820)</b>	<b>(17.296.551)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
		21.048.645	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		<b>21.048.645</b>	-
Total importes procedentes de préstamos		11.013.813	14.700.000
Préstamos de entidades relacionadas		(22.591.210)	-
Pagos de préstamos		(1.339.102)	(2.395.081)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(17.092.515)	(15.085.850)
Dividendos pagados		(2.660.532)	(1.739.998)
Intereses pagados		<b>(11.620.901)</b>	<b>(4.520.929)</b>
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(11.620.901)</b>	<b>(4.520.929)</b>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(3.445.765)	(2.709.573)
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(5.866)</b>	<b>(32.156)</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(5.866)	(32.156)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		<b>(3.451.631)</b>	<b>(2.741.729)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		24.179.665	12.765.606
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	<b>5</b>	<b>20.728.034</b>	<b>10.023.877</b>

**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 .....	13
2.1	Principios contables .....	13
2.2	Nuevos pronunciamientos contables .....	13
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas .....	14
2.4	Período cubierto .....	15
2.5	Bases de preparación .....	15
2.6	Entidades filiales .....	15
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios .....	16
2.8	Moneda funcional .....	16
2.9	Bases de conversión .....	17
2.10	Compensación de saldos y transacciones .....	17
2.11	Propiedades, planta y equipo .....	17
2.12	Activos intangibles .....	19
2.12.1	Plusvalía comprada .....	19
2.12.2	Servidumbres .....	19
2.12.3	Programas informáticos .....	19
2.12.4	Gastos de investigación y desarrollo .....	19
2.13	Deterioro de los activos .....	19
2.14	Arrendamientos .....	20
2.15	Instrumentos financieros .....	20
2.15.1	Activos Financieros no derivados .....	20
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	21
2.15.3	Pasivos financieros no derivados .....	21
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura .....	21
2.15.5	Instrumentos de patrimonio .....	22
2.16	Inventarios .....	22
2.17	Otros pasivos no financieros .....	23
2.17.1	Ingresos diferidos .....	23
2.17.2	Subvenciones estatales .....	23
2.17.3	Obras en construcción para terceros .....	23
2.18	Provisiones .....	23
2.19	Beneficios a los empleados .....	23
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	24
2.21	Impuesto a las ganancias .....	24
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos .....	25
2.23	Ganancias por acción .....	25
2.24	Dividendos .....	25
2.25	Estado de flujos de efectivo .....	25
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico .....	26
3.1	Generación eléctrica .....	26
3.2	Transmisión y subtransmisión .....	27
3.3	Distribución .....	27
3.4	Marco regulatorio .....	29
3.4.1	Aspectos generales .....	29
3.4.2	Ley Corta I .....	29
3.4.3	Ley Corta II .....	30
3.4.4	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores .....	31
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo .....	32
5	Otros Activos Financieros Corrientes .....	32
6	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar .....	33
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas .....	37
8	Inventarios .....	40
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes .....	41
10	Otros Activos Financieros no Corriente .....	41
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía .....	42
12	Plusvalía Comprada .....	43
13	Propiedades, planta y equipos .....	44
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos .....	46
14.1	Impuesto a la renta .....	46
14.2	Impuestos diferidos .....	47
15	Otros Pasivos Financieros .....	48
16	Política de Gestión de Riesgos .....	51
16.1	Riesgo de negocio .....	51

16.1.1	Riesgo Regulatorio .....	51
16.2	Riesgo financiero.....	54
16.2.1	Tipo de cambio .....	54
16.2.2	Variación UF .....	55
16.2.3	Tasa de interés .....	55
16.2.4	Riesgo de liquidez.....	55
16.2.5	Riesgo de crédito.....	56
16.2.6	Instrumentos financieros por categoría .....	57
16.2.7	Instrumentos derivados.....	57
16.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	58
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar .....	60
18	Provisiones.....	60
18.1	Provisiones corrientes .....	60
18.1.1	Otras Provisiones.....	60
18.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	61
18.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados .....	62
18.3	Juicios y multas.....	63
18.3.1	Juicios.....	63
18.3.2	Multas .....	64
19	Otros Pasivos no Financieros Corrientes.....	64
20	Otros Pasivos no Financieros No Corrientes .....	64
21	Patrimonio .....	65
21.1	Patrimonio neto de la Sociedad.....	65
21.1.1	Capital suscrito y pagado.....	65
21.1.2	Dividendos.....	65
21.1.3	Otras reservas .....	65
21.1.4	Diferencias de conversión.....	66
21.1.5	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas .....	67
21.2	Gestión de capital.....	67
21.3	Restricciones a la disposición de fondos .....	67
21.4	Participaciones no controladoras.....	67
22	Ingresos .....	68
23	Materias Primas y Consumibles Utilizados .....	68
24	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	68
25	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro .....	69
26	Otros Gastos por Naturaleza .....	69
27	Resultado Financiero.....	69
28	Información por Segmento .....	70
29	Hechos Posteriores .....	74
30	Medio Ambiente .....	74
31	Garantías Comprometidas con Terceros .....	74
32	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	75
33	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo .....	75
34	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	76
35	Moneda Extranjera .....	78
36	Otras Ganancias (Pérdidas) .....	78

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

### Estados financieros consolidados intermedios

Al 30 de junio 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 y Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayen, inscrita con el número 28.

En diciembre de 2011 el Grupo comenzó un proceso de reorganización empresarial, que terminó con la absorción de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante antigua STS) por parte de la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hoy denominada Sistema de Transmisión del Sur S.A., nueva STS, según los siguientes pasos:

- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 30 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., se dividió en dos sociedades, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A., RUT 76.186.388-6, quedando esta última con el giro de la generación de energía eléctrica. Como consecuencia de esta división, al 31 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., discontinuó las operaciones principales de su negocio y las traspasó a Sagesa S.A. De acuerdo con lo indicado en la NIIF 5, la entidad deberá presentar y revelar información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los efectos financieros de las operaciones discontinuadas, el que debe ser comparativo para los períodos anteriores que se informe en los estados financieros.
- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Antigua Sistema de Transmisión del Sur S.A., Antigua STS, en la Sociedad

Austral de Generación y Energía Chile S.A, manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a esta última sociedad todos los activos y pasivos de Antigua STS y la sociedad resultante pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. La fusión mencionada ha sido tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en la NIIF 3. Esto porque la entidad que mantiene sus características, desde un punto de vista de control societario y operacional, es la absorbida Antigua STS, y no la absorbente.

En relación a lo indicado en los pasos anteriores, los Estados Financieros de Saesa Consolidado incluyen, para el año 2011 los de Antigua STS y los estados financieros proforma de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile antes de la fusión, según la siguiente composición:

ACTIVOS	SAESA (Incluye Antigua STS)	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Ajustes de Consolidación	Proforma SAESA
	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	24.174.665	5.000		24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	2.263.678			2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes	493.918			493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	58.549.433			58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	612.121			612.121
Inventarios Corrientes	8.597.962			8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	4.783.375	66.120		4.849.495
<b>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.</b>	<b>99.475.152</b>	<b>71.120</b>	<b>-</b>	<b>99.546.272</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>99.475.152</b>	<b>71.120</b>	<b>-</b>	<b>99.546.272</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>				
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630		7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	130.165			130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	8.322.536			8.322.536
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	24.691.511			24.691.511
Plusvalía	174.416.006			174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	291.439.703	209.632		291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	6.287.806	1.868.264		8.156.070
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>505.287.727</b>	<b>9.835.526</b>	<b>-</b>	<b>515.123.253</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>604.762.879</b>	<b>9.906.646</b>	<b>-</b>	<b>614.669.525</b>

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA (Incluye Antigua STS)	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Ajustes de Consolidación	Proforma SAESA
	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	25.613.298			25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	37.470.849			37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7.960.809	9.512.894		17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	893.041			893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	3.564.094	1.826		3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	2.800.331			2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	10.930.641			10.930.641
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>	<b>89.233.063</b>	<b>9.514.720</b>	<b>-</b>	<b>98.747.783</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>89.233.063</b>	<b>9.514.720</b>	<b>-</b>	<b>98.747.783</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	116.408.801			116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	11.915.289	41.926		11.957.215
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	6.146.205			6.146.205
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	3.075.367			3.075.367
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>137.545.662</b>	<b>41.926</b>	<b>-</b>	<b>137.587.588</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital Emitido	304.502.828	393.050	(393.050)	304.502.828
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	44.613.602	(30.781)	30.781	44.613.602
Otras Reservas	24.574.685	(12.269)	3.414	24.565.830
<b>Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>373.691.115</b>	<b>350.000</b>	<b>(358.855)</b>	<b>373.682.260</b>
Participaciones No Controladoras	4.293.039		358.855	4.651.894
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>377.984.154</b>	<b>350.000</b>	<b>-</b>	<b>378.334.154</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>604.762.879</b>	<b>9.906.646</b>	<b>-</b>	<b>614.669.525</b>

Sociedad Austral de Electricidad S.A. mantuvo el control de nueva STS y su participación no varió significativamente respecto de las participaciones que tenía en antigua STS.

Actualmente la filial STS se encuentra en trámite de inscripción en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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

Saes 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 12 de septiembre 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
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	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 siguientes períodos:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados Intermedios y anual de Saesa (Ex Los Lagos II) y filiales al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios por los periodos de seis y tres meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio 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), según los requerimientos y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

## 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. Esta facultad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta del 50% o más de los derechos políticos de la Sociedad.

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:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2011
			30/06/2012			
			DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,9000%
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,2067%
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
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:

	30.06.2012	31.12.2011	30.06.2011
<b>Dólar Estadounidense</b>	501,84	519,20	468,15
<b>Unidad de Fomento</b>	22.627,36	22.294,03	21.889,89

## 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\$702.438, por el período terminado al 30 de junio de 2012 y a M\$419.121, por el período terminado al 30 de junio de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$805.709 por el período terminado al 30 de junio de 2012 y a M\$591.203 por el período terminado al 30 de junio 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
<b>Edificio</b>	40-80
<b>Plantas y equipos :</b>	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
<b>Equipo de tecnología de la información :</b>	
Computación	5
<b>Instalaciones fijas y accesorios :</b>	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	7
<b>Otros equipos y herramientas :</b>	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 podrán 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 filial STS ha 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 que construye la entidad y son 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 una 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 distribuible 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, entendiendo 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"> <li>▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada.</li> <li>▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados.</li> </ul> <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.</li> </ul>
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**

Pertencen 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 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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

<b>Efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
Efectivo en Caja	904.429	835.886
Saldo en Bancos	1.061.192	1.072.491
Otros instrumentos de renta fija	18.762.413	22.271.288
<b>Totales</b>	<b>20.728.034</b>	<b>24.179.665</b>

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:

<b>Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo</b>	<b>Moneda</b>	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	20.718.675	24.172.341
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	9.359	7.324
<b>Totales</b>		<b>20.728.034</b>	<b>24.179.665</b>

#### 5 Otros Activos Financieros Corrientes

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la Sociedad y sus filiales presentan el siguiente saldo en este rubro:

<b>Otros Activos Financieros</b>	<b>Corrientes</b>	
	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
Derivados (*)	589.167	2.263.678
<b>Total</b>	<b>589.167</b>	<b>2.263.678</b>

(\*) Ver Nota 16.2.7

## 6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	30/06/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	38.556.339	-	44.132.088	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	19.153.361	9.688.899	18.721.756	8.846.975
<b>Totales</b>	<b>57.709.700</b>	<b>9.688.899</b>	<b>62.853.844</b>	<b>8.846.975</b>

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	30/06/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	2.972.246	-	2.853.583	-
Otras cuentas por cobrar	2.275.004	524.439	1.450.828	524.439
<b>Totales</b>	<b>5.247.250</b>	<b>524.439</b>	<b>4.304.411</b>	<b>524.439</b>

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	30/06/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	35.584.093	-	41.278.505	-
Otras cuentas por cobrar, neto	16.878.357	9.164.460	17.270.928	8.322.536
<b>Totales</b>	<b>52.462.450</b>	<b>9.164.460</b>	<b>58.549.433</b>	<b>8.322.536</b>

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 30 de junio de 2012 y el 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
<b>Facturados</b>	<b>41.211.629</b>	<b>45.673.920</b>
Energía y peajes	20.054.795	19.328.180
Anticipos para importaciones y proveedores	2.782.539	3.612.367
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.240.966	3.638.444
Otros	14.133.328	19.094.930
<b>No Facturados o provisionados</b>	<b>15.116.611</b>	<b>15.857.923</b>
Peajes uso de líneas eléctricas	2.322.018	2.067.258
Energía en medidores (*)	12.330.410	13.508.245
Provisión ingresos por obras	459.593	277.580
Otros	4.590	4.840
<b>Otros (Cuenta corriente empleados)</b>	<b>1.381.460</b>	<b>1.322.001</b>
<b>Totales, Bruto</b>	<b>57.709.700</b>	<b>62.853.844</b>
Provisión deterioro	(5.247.250)	(4.304.411)
<b>Totales, Neto</b>	<b>52.462.450</b>	<b>58.549.433</b>

(\*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Convenios de pagos y créditos	1.767.278	1.251.575
Anticipos para importaciones y proveedores	2.782.539	3.612.367
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.700.559	4.707.644
Deudores materiales y servicios	3.707.529	4.050.893
Préstamos al personal	1.381.460	1.322.001
Otros deudores	4.813.996	3.777.277
<b>Totales</b>	<b>19.153.361</b>	<b>18.721.756</b>
Provisión deterioro	(2.275.004)	(1.450.828)
<b>Totales, Neto</b>	<b>16.878.357</b>	<b>17.270.928</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de junio de 2012 es de M\$ 61.626.910 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 junio de 2012 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 420 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	366.468	36%
Comercial	33.304	30%
Industrial	2.849	21%
Otros	17.802	13%
<b>Total</b>	<b>420.423</b>	<b>100%</b>

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 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. Al 30 de junio de 2012 se han recuperado M\$131.328 como consecuencia de un reparto de fondos por parte del síndico de quiebra de Campanario. 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 la Sociedad está acotado.

- c) Al 30 de junio 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	30/06/2012	31/12/2011
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	14.123.473	14.639.377
Con vencimiento entre tres y seis meses	430.572	1.283.518
Con vencimiento entre seis y doce meses	496.223	602.504
Con vencimiento mayor a doce meses	179.172	240.993
<b>Totales</b>	<b>15.229.440</b>	<b>16.766.392</b>

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	4%	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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 30-06-12						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	216.999	40.154.372	2.710	2.197.698	219.709	42.352.070	193.753	43.670.359	3.098	1.049.125	196.851	44.719.484
Entre 1 y 30 días	152.190	9.203.674	1.926	370.226	154.116	9.573.900	142.025	9.950.327	1.884	385.260	143.909	10.335.587
Entre 31 y 60 días	28.947	3.832.792	674	88.645	29.621	3.921.437	28.625	3.788.126	922	166.769	29.547	3.954.895
Entre 61 y 90 días	3.227	697.652	115	12.836	3.342	710.488	2.902	689.053	112	13.530	3.014	702.583
Entre 91 y 120 días	1.729	217.302	64	8.751	1.793	226.053	1.330	508.507	67	5.828	1.397	514.335
Entre 121 y 150 días	1.701	218.262	43	8.358	1.744	226.620	1.120	215.256	70	7.473	1.190	222.729
Entre 151 y 180 días	1.012	131.238	31	3.683	1.043	134.921	1.106	979.435	55	5.656	1.161	985.091
Entre 181 y 210 días	741	180.434	23	1.365	764	181.799	897	256.130	49	4.490	946	260.620
Entre 211 y 250 días	1.020	454.987	29	3.465	1.049	458.452	649	131.656	43	5.156	692	136.812
Más de 250 días	15.667	4.143.488	589	70.817	16.256	4.214.305	12.707	3.800.942	530	87.181	13.237	3.888.123
<b>Totales</b>	<b>423.233</b>	<b>59.234.201</b>	<b>6.204</b>	<b>2.765.844</b>	<b>429.437</b>	<b>62.000.045</b>	<b>385.115</b>	<b>63.989.791</b>	<b>6.830</b>	<b>1.730.468</b>	<b>391.945</b>	<b>65.720.259</b>

- e) Al 30 de junio 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	
	30/06/2012		31/12/2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	160	114.173	161	55.475
Documentos por cobrar en cobranza judicial	336	2.243.269	318	1.853.311
<b>Totales</b>	<b>496</b>	<b>2.357.442</b>	<b>479</b>	<b>1.908.786</b>

- 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\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2011</b>	<b>4.137.095</b>
Aumentos (disminuciones) del período	1.199.126
Montos castigados	(507.371)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2011</b>	<b>4.828.850</b>
Aumentos (disminuciones) del período	1.120.961
Montos castigados	(178.122)
<b>Saldo al 30 de junio de 2012</b>	<b>5.771.689</b>

- g) El detalle de las provisiones y castigos durante los períodos enero - junio 2012 y enero - junio 2011, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Provisión cartera no repactada	459.179	461.193
Provisión cartera repactada	661.782	(100.052)
Castigos del período	(178.122)	(237.652)
Recuperos del período	-	-
<b>Totales</b>	<b>942.839</b>	<b>123.489</b>

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 30 de junio 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	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Condor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
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%
Inversiones Eléctricas 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%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Garrido, Elena Trecha v. de	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.673	170.298.267	170.303.940	0,0019%
<b>Totales</b>	<b>620.093.318</b>	<b>9.004.759.956.419</b>	<b>9.005.380.049.737</b>	<b>100%</b>

### 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	Pais de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/06/2012		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\$	288.105	-	120.238	-
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	250.865	-	16.630	-
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Pago patentes - asesorías	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.826	-	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\$	2.243	-	-	-
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\$	2.991.480	-	-	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	618.709	-	467.887	-
<b>Totales</b>							<b>4.161.522</b>	<b>-</b>	<b>612.121</b>	<b>-</b>

**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	30/06/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.147.755		2.069.168	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.209.375		7.514.386	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	16		16	
76067075-8	Inversiones Los Ríos Ltda	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.021.673		4.516.649	
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	83		125	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.271		3.394	
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	14.401.438		3.364.861	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.924		3.044	
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.383			
6443633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	101			
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF			400	
14655033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF			1.660	
<b>Totales</b>							<b>30.790.019</b>	<b>-</b>	<b>17.473.703</b>	<b>-</b>

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	23.128	79.441
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	65.191
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(13.188.672)	(21.746.067)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	458.264	399.241
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	9.823	(10.316)
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	23.702	22.904
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	91.507	17.020
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	55.419	2.844
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(89.813)	(15.316)
76024762-6	Condor Holding SPA	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	(1.021)
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(204.831)	(240.640)

**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 2012 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 26 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas 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.

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

No hay saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores.

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 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

En Junta Ordinaria de Accionistas 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.

Los Directores señores Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penélope y Juzar Pirbhai renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período 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 30 de junio de 2012 y 2011 son las siguientes:

Director	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	892
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	11.199	10.981
Iván Díaz-Molina	13.043	10.981
<b>Totales</b>	<b>24.242</b>	<b>22.854</b>

**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\$827.909 al 30 de junio de 2012 y a M\$792.393 al 30 de junio 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 es el siguiente:

Al 30 de junio de 2012

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	8.720.364	7.833.846	886.518
Materiales en tránsito	1.068.790	981.227	87.563
Existencias retail	763.586	729.753	33.833
Petróleo	375.368	375.368	-
<b>Totales</b>	<b>10.928.108</b>	<b>9.920.194</b>	<b>1.007.914</b>

Al 31 de diciembre de 2011

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	7.434.185	6.667.304	766.881
Materiales en tránsito	1.190.806	1.108.082	82.724
Existencias retail	574.833	548.218	26.615
Petróleo	274.358	274.358	-
<b>Totales</b>	<b>9.474.182</b>	<b>8.597.962</b>	<b>876.220</b>

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

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$131.694 para el período enero - junio 2012, y un cargo de M\$138.535 para el período enero - junio 2011, M\$71.479 para el período abril - junio 2012 y M\$67.086 para el período abril - junio 2011.

Movimiento Provisión	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	01-04-2012 al 30-06-2012 M\$	01-04-2011 al 30-06-2011 M\$
Provisión Ejercicio	136.556	138.535	76.341	67.086
Castigos	(4.862)	-	(4.862)	-
<b>Totales</b>	<b>131.694</b>	<b>138.535</b>	<b>71.479</b>	<b>67.086</b>

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$	01/04/2012 al 30/06/2012 M\$	01/04/2011 al 30/06/2011 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	8.056.940	3.841.751	4.161.947	1.977.198
Otros gastos por naturaleza (*)	848.679	784.422	480.468	444.110
<b>Totales</b>	<b>8.905.619</b>	<b>4.626.173</b>	<b>4.642.415</b>	<b>2.421.308</b>

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de junio de 2012 ascienden a M\$4.775.557 (M\$3.939.747 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de junio de 2012 ascienden a M\$88.842 (M\$67.572 en 2011).

## 9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.898.502	3.692.763
IVA Crédito fiscal por recuperar	343.193	-
Crédito por utilidades absorbidas	-	1.086.763
Crédito Sence	17.034	32.076
Crédito Activo Fijo	19.845	37.893
<b>Totales</b>	<b>2.278.574</b>	<b>4.849.495</b>

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	266.016	1.724.906
Iva Débito fiscal	1.711.108	1.782.884
Otros	56.935	58.130
<b>Totales</b>	<b>2.034.059</b>	<b>3.565.920</b>

## 10 Otros Activos Financieros no Corriente

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

	30/06/2012 No Corriente M\$	31/12/2011 No Corriente M\$
Impuesto específico por recuperar	8.020.572	7.757.630
<b>Totales</b>	<b>8.020.572</b>	<b>7.757.630</b>

Este activo corresponde a impuesto específico al petróleo por recuperar (crédito fiscal IVA), que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la sociedad y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

## 11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

<b>Activos intangibles neto</b>	<b>30/06/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Activos intangibles identificables, neto</b>	<b>24.081.115</b>	<b>24.691.511</b>
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	1.649.937	2.260.333

  

<b>Activos intangibles bruto</b>	<b>30/06/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Activos intangibles identificables, bruto</b>	<b>28.610.811</b>	<b>28.589.012</b>
Servidumbres	22.431.178	22.431.178
Software	6.179.633	6.157.834

  

<b>Amortización activos intangibles</b>	<b>30/06/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Activos intangibles identificables</b>	<b>(4.529.696)</b>	<b>(3.897.501)</b>
Servidumbres	-	-
Software	(4.529.696)	(3.897.501)

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

<b>Movimiento período 2012</b>		<b>Software neto</b>	<b>Servidumbres neto</b>	<b>Activos Intangibles, neto</b>
<b>Saldo Inicial al 01 de enero de 2012</b>		2.260.333	22.431.178	24.691.511
Movimientos	Adiciones	21.799	-	21.799
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(632.195)	-	(632.195)
	Total movimientos	(610.396)	-	(610.396)
<b>Saldo final al 30 de junio de 2012</b>		<b>1.649.937</b>	<b>22.431.178</b>	<b>24.081.115</b>

<b>Movimiento año 2011</b>		<b>Software neto</b>	<b>Servidumbres neto</b>	<b>Activos Intangibles, neto</b>
<b>Saldo Inicial al 01 de enero de 2011</b>		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)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2011</b>		<b>2.260.333</b>	<b>22.431.178</b>	<b>24.691.511</b>

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.

## 12 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 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Rut	Compañía	30/06/2012 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
	<b>Totales</b>	<b>174.416.006</b>	<b>174.416.006</b>

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.

### 13 Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>303.682.321</b>	<b>291.649.335</b>
Construcción en Curso	51.910.870	46.207.017
Terrenos	13.462.506	13.462.506
Edificios	7.292.080	7.289.636
Planta y Equipo	225.930.091	219.348.528
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.016.435	1.155.272
Instalaciones Fijas y Accesorios	399.983	428.207
Vehículos de Motor	1.606.629	1.796.078
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.063.727	1.962.091

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>381.907.983</b>	<b>367.141.904</b>
Construcción en Curso	51.910.870	46.207.017
Terrenos	13.462.506	13.462.506
Edificios	11.642.831	11.514.714
Planta y Equipo	292.948.393	282.138.436
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.417.731	4.963.290
Instalaciones Fijas y Accesorios	928.983	922.381
Vehículos de Motor	2.997.747	3.003.672
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.598.922	4.929.888

<b>Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>30/06/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(78.225.662)</b>	<b>(75.492.569)</b>
Edificios	(4.350.751)	(4.225.078)
Planta y Equipo	(67.018.302)	(62.789.908)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.401.296)	(3.808.018)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(529.000)	(494.174)
Vehículos de Motor	(1.391.118)	(1.207.594)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(2.535.195)	(2.967.797)

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

<b>Movimiento período 2012</b>		<b>Construcción en curso</b>	<b>Terrenos</b>	<b>Edificios, Neto</b>	<b>Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto</b>	<b>Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto</b>	<b>Vehículos de Motor, Neto</b>	<b>Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>
<b>Saldo Inicial al 01 de enero de 2012</b>		46.207.017	13.462.506	7.289.636	1.155.272	428.207	1.796.078	1.962.091	219.348.528
Movimientos	Adiciones	14.213.752	-	128.117	55.707	892	9.024	322.003	11.436.815
	Retiros	(8.509.899)	-	-	-	(237)	(9.024)	(23.582)	(285.755)
	Gastos por depreciación	-	-	(125.673)	(194.544)	(28.879)	(189.449)	(196.785)	(4.358.334)
	Traspaso Fusión								(209.632)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados								(1.531)
<b>Total movimientos</b>		<b>5.703.853</b>	<b>-</b>	<b>2.444</b>	<b>(138.837)</b>	<b>(28.224)</b>	<b>(189.449)</b>	<b>101.636</b>	<b>6.581.563</b>
<b>Saldo final al 30 de junio de 2012</b>		<b>51.910.870</b>	<b>13.462.506</b>	<b>7.292.080</b>	<b>1.016.435</b>	<b>399.983</b>	<b>1.606.629</b>	<b>2.063.727</b>	<b>225.930.091</b>

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)
	Traspaso Fusión								209.632
	Total movimientos	8.153.900	14.419	(164.830)	(56.849)	(14.804)	(256.499)	536.695	12.281.274
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	219.348.528

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\$702.438 al 30 de junio de 2012 y a M\$419.121 por el período terminado al 30 de junio de 2011 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$805.709 al 30 de junio de 2012 y a M\$591.203 por el período terminado al 30 de junio de 2011.
- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio 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.

## 14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

### 14.1 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 – junio 2012 y enero – junio 2011 y por el trimestre abril-junio 2012 y abril-junio 2011, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.920.266	2.335.075	894.897	1.541.430
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(2.185)	-	76.972
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	(12.474)	-	(12.474)
Otro gasto por impuesto corriente	1.524	1.932	(331)	612
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>1.921.790</b>	<b>2.322.348</b>	<b>894.566</b>	<b>1.606.540</b>
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(135.580)	(365.865)	284.745	(708.469)
Otro gasto por impuesto diferido	(3.049)	(5.125)	(3.049)	-
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>(138.629)</b>	<b>(370.990)</b>	<b>281.696</b>	<b>(708.469)</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>1.783.161</b>	<b>1.951.358</b>	<b>1.176.262</b>	<b>898.071</b>

- 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 30 de junio de 2012 y 2011 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
<b>Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos</b>	<b>12.000.687</b>	<b>11.542.099</b>
<b>(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (18,5%-20%)</b>	<b>(2.220.127)</b>	<b>(2.308.420)</b>
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	140.761	7.486
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(77.897)	(51.451)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	-
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	66	1
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	238.514	(141.062)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(788.041)	(257.196)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	1.094.731	532.753
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(360.688)	297.426
Diferencia de conversión de moneda extranjera	29.634	(32.726)
Efecto Empresas Fusionadas	121.267	1.831
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	38.619	-
<b>Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal</b>	<b>436.966</b>	<b>357.062</b>
<b>(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva</b>	<b>(1.783.161)</b>	<b>(1.951.358)</b>
<b>Tasa impositiva efectiva</b>	<b>14,86%</b>	<b>16,91%</b>

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 30 de junio de 2012 la Sociedad reconoció un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$72.299, respecto de haber mantenido la tasa del 17% que regirá a partir de 2013 en adelante.

## 14.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	2.172.633	2.529.377	11.283.995	11.448.496
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	8.115	1.871	18.220	26.155
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	1.017.006	842.635	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	112.346	133.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	176.858	152.900	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	1.805.396	1.157.545	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	641.413	663.209	58.635	62.035
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	995.839	1.670.283	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	152.542	231.899	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	192.548	255.154	1.502	1.749
Impuestos diferidos relativos a Derivados	-	-	108.996	418.780
Impuestos diferidos relativos a Impuesto Especifico	501.123	517.297	-	-
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>7.775.819</b>	<b>8.156.070</b>	<b>11.471.348</b>	<b>11.957.215</b>

- 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\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2011</b>	<b>2.455.085</b>	<b>20.658.757</b>
Incremento (decremento)	(5.667.774)	(8.701.542)
Impuesto Diferido Efecto por Fusión (*)	11.368.759	-
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>8.156.070</b>	<b>11.957.215</b>
Incremento (decremento)	(380.251)	(485.867)
<b>Saldo al 30 de junio de 2012</b>	<b>7.775.819</b>	<b>11.471.348</b>

(\*) 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.

## 15 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/06/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	21.444.766	-	24.604.436	-
Bonos	2.936.028	116.637.719	1.008.862	116.408.801
<b>Totales</b>	<b>24.380.794</b>	<b>116.637.719</b>	<b>25.613.298</b>	<b>116.408.801</b>

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de junio 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 30-06-2012	1 a 3 años	3 a 5 años	Más de 5 años	al 30-06-2012
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	USD	Anual	1,45%	Sin Garantía	-	-	-	12.438.646	12.438.646	-	-	-	-
Chile	Pesos	Anual	6,12%	Sin Garantía	-	-	-	9.006.120	9.006.120	-	-	-	-
<b>Totales</b>					-	-	-	<b>21.444.766</b>	<b>21.444.766</b>	-	-	-	-

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	-	-	-	-
<b>Totales</b>					-	-	-	<b>24.604.436</b>	<b>24.604.436</b>	-	-	-	-

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 30 de junio 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	30 de junio 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	1,45%	Anual	-	12.438.646	12.438.646	-	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97030000-7	Pesos	6,12%	Anual	-	9.006.120	9.006.120	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>						-	<b>21.444.766</b>	<b>21.444.766</b>	-	-	-	-	-

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	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>						-	<b>24.604.436</b>	<b>24.604.436</b>	-	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de junio 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 30-06-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 30-06-2012 M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	2.062.323	2.062.323	9.583.352	6.388.902	36.736.185	52.708.439
Chile	UF	Anual	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	463.761	463.761	9.932.377	10.182.312	-	20.114.689
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	186.553	-	186.553	9.428.074	7.044.865	5.588.088	22.061.027
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	223.391	-	223.391	-	-	21.753.564	21.753.564
<b>Totales</b>					-	-	409.944	2.526.084	2.936.028	28.943.803	23.616.079	64.077.837	116.637.719

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\$	al 31-12-2011 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
<b>Totales</b>					-	-	-	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 30 de junio 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	30 de junio 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	-	2.062.323	2.062.323	9.583.352	6.388.902	36.736.185	52.708.439	
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	463.761	463.761	9.932.377	10.182.312	-	20.114.689	
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	186.553	-	186.553	9.428.074	7.044.865	5.588.088	22.061.027	
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	223.391	-	223.391	-	-	21.753.564	21.753.564	
<b>Totales</b>					409.944	2.526.084	2.936.028	28.943.803	23.616.079	64.077.837	116.637.719	

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	
<b>Totales</b>					-	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 30 de junio de 2012, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

## 16 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:

### 16.1 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.

#### 16.1.1 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 durante el cuarto trimestre de 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 se esperan efectos positivos en los ingresos de la compañía, que podrían implicar un alza en torno al 9%.

#### **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. 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).

**16.2 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.

**16.2.1 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 30 de junio de 2012, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa variable Libo:

Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M\$
30-04-2012	24.725	12.408.151

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap (ver nota 16.2.7) para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa fija en USD a tasa 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 cercanos al 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

### 16.2.2 Variación UF

El 85% 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. Por otro lado, tal como se mencionó en el punto anterior, la deuda en USD, que representa un 9% de la deuda total, cuenta con un instrumento de cobertura USD a UF.

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 IPP. Debido al tipo de indexación mencionado, la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

### 16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 85% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés 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 porcentual 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\$ 100 durante el periodo enero – junio de 2012. 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, es la siguiente:

	30/06/2012	30/06/2011
Tasa Interés Variable	15%	35%
Tasa Interés Protegida	0%	18%
Tasa Interés Fija	85%	47%

### 16.2.4 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 la administración de caja conjunta con las matrices (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Frontel). 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 Grupo.

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.

### 16.2.5 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	4%	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.

## 16.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

### a) Activos Financieros

al 30 de junio 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	-	-	-	589.167	589.167
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y cuentas por cobrar no corrientes	-	61.626.910	-	-	61.626.910
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	4.161.522	-	-	4.161.522
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	1.965.621	-	18.762.413	-	20.728.034
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	8.020.572	-	-	8.020.572
<b>Totales</b>	<b>1.965.621</b>	<b>73.809.004</b>	<b>18.762.413</b>	<b>589.167</b>	<b>95.126.205</b>

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 cuentas 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	-	22.271.288	-	24.179.665
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630	-	-	7.757.630
<b>Totales</b>	<b>1.908.377</b>	<b>75.241.720</b>	<b>22.271.288</b>	<b>2.263.678</b>	<b>101.685.063</b>

### b) Pasivos Financieros

al 30 de junio 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	-	141.018.513	-	-	141.018.513
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	33.274.627	-	-	33.274.627
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	30.790.019	-	-	30.790.019
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>205.083.159</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>205.083.159</b>

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	-	17.473.703	-	-	17.473.703
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>196.966.651</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>196.966.651</b>

## 16.2.7 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 30 de junio de 2012, la Sociedad clasifica sus coberturas como “Cobertura de Flujos de Caja”.

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	30.06.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	589.167	2.263.678	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

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

## 16.2.8 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 30.06.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	904.429	904.429
Saldo en Bancos	1.061.192	1.061.192
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	52.462.450	52.462.450

Pasivos Financieros - al 30.06.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Deuda Bancaria	21.444.766	21.542.168
Bonos	119.573.747	126.986.077
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	33.274.627	33.274.627

### 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.

- 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.
- El Valor Justo de la Deuda Bancaria 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.

## 17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	20.179.514	22.177.607
Proveedores por compra de combustible y gas	209.573	332.685
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	2.637.744	4.077.398
Cuentas por pagar bienes y servicios	6.695.581	6.846.988
Dividendos por pagar a terceros	39.128	82.083
Cuentas por pagar instituciones fiscales	141.624	132.073
Otras cuentas por pagar	3.371.463	3.822.015
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>33.274.627</b>	<b>37.470.849</b>

## 18 Provisiones

### 18.1 Provisiones corrientes

#### 18.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	806.826	893.041
<b>Totales</b>	<b>806.826</b>	<b>893.041</b>

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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>893.041</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	5.759
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	34.951
Provisión utilizada	(44.953)
Reversos de provisión no utilizada.	(81.972)
Otro incremento (decremento)	-
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(86.215)</b>
<b>Saldo final al 30 de junio de 2012</b>	<b>806.826</b>

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>841.180</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
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)	-
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>51.861</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>893.041</b>

### 18.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	30/06/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	607.276	723.789
Provisión por beneficios anuales	1.335.629	2.076.542
<b>Totales</b>	<b>1.942.905</b>	<b>2.800.331</b>

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
<b>Saldo inicial al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>2.800.331</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	753.660
Provisión utilizada	(1.328.105)
Reversos de provisión no utilizada.	(282.981)
Otro incremento (decremento)	-
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(857.426)</b>
<b>Saldo final al 30 de junio de 2012</b>	<b>1.942.905</b>

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

## 18.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

- a) El desglose de las provisiones no corrientes al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.296.753	3.075.367
<b>Totales</b>	<b>3.296.753</b>	<b>3.075.367</b>

- 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\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2011</b>	<b>3.070.504</b>
Provisión del período	517.513
Pagos en el período	(512.650)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>3.075.367</b>
Provisión del período	286.779
Pagos en el período	(65.393)
<b>Saldo al 30 de junio de 2012</b>	<b>3.296.753</b>

- c) Hipótesis actuariales utilizadas al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011.

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,50%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,50%
Edad de retiro	65 H / 60 M

### 18.3 Juicios y multas

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

#### 18.3.1 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 apelación.	22.627
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avenidaño con SAESA)	Fallo de 2° instancia ratificó rechazo de la demanda. Pendiente recurso de casación	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	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
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 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	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.	1.984
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1°.	Indeterminado

Al 30 de junio 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 valoración 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.

### 18.3.2 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\$
SAESA	Res. Ex. 812 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	88.110
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	2.858
EDELAYSEN	Res. Ex. 93 de fecha 19.06.2012	SEC	Atención cliente	Pendiente Recurso Reposición	1.984
<b>Multas pendientes de resolución de años anteriores</b>					
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de fecha 01.10.2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	8.732
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	1.588
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	23.813
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	33.736
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	9.922
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	17.860
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.845
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.845
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	29.767
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	217.178
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	1.984
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.191
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.858
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	25.798
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.938
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	93.825

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.

### 19 Otros Pasivos no Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	6.160.939	6.405.077
Otras obras de terceros	4.768.076	4.525.564
<b>Totales</b>	<b>10.929.015</b>	<b>10.930.641</b>

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.

### 20 Otros Pasivos no Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	9.278.986	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	116.993	112.574
<b>Totales</b>	<b>9.395.979</b>	<b>6.146.205</b>

## 21 Patrimonio

### 21.1 Patrimonio neto de la Sociedad

#### 21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 30 de junio de 2012 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634 y al 31 de diciembre de 2011 ascendía a M\$304.502.828. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

La disminución de capital por M\$1.194, respecto de junio 2011, 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.

El aumento de capital por M\$17.211 en el período 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).

#### 21.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2012 se aprobó 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, lo que significó un pago total de M\$17.000.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 25 de mayo de 2012.

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.

#### 21.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 30 de junio de 2012 y 2011 son los siguientes:

Al 30 de junio de 2012

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 30 de junio de 2012 M\$
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Otros	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(468.907)	(389.841)			(858.748)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	101.693		132.004		233.697
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA (proforma)	(8.855)			24.851	15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
<b>Totales</b>	<b>24.565.830</b>	<b>(389.841)</b>	<b>132.004</b>	<b>24.851</b>	<b>24.332.844</b>

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 valor de M\$15.996 corresponde al efecto de la fusión materializada el 31 de mayo de 2012 de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

Al 30 de junio de 2012, 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 por M\$11.368.759 al 31 de mayo de 2011 y M\$950.486 al 31 de diciembre de 2011. 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 30 de junio de 2011

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 30 de junio de 2011 M\$
		Trasposos enero a junio 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)		163.347		(1.420.310)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	141.790			185.059	326.849
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto por fusión 31.05.2011		11.375.310			11.375.310
<b>Totales</b>	<b>11.174.236</b>	<b>11.375.310</b>	<b>163.347</b>	<b>185.059</b>	<b>22.897.952</b>

#### 21.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 30 de junio de 2012 y 2011 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	858.748	1.420.310
<b>Totales</b>	<b>858.748</b>	<b>1.420.310</b>

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

### 21.1.5 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 30 de junio de 2012 y 2011 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/12</b>	<b>40.560.513</b>	<b>4.053.089</b>	<b>44.613.602</b>
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	10.080.708		10.080.708
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(12.479.536)		(12.479.536)
Provisión dividendo mínimo del período	(3.024.212)		(3.024.212)
<b>Saldo final al 30/06/12</b>	<b>35.137.473</b>	<b>4.053.089</b>	<b>39.190.562</b>

La utilidad distributable del período enero - junio 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\$10.080.708.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada) M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/11</b>	<b>37.835.316</b>	<b>4.053.089</b>	<b>41.888.405</b>
Transferencia y otros cambios	(5.125)		(5.125)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	9.509.828		9.509.828
Ajuste por fusión filial STS con SAGESA (proforma)	(91.965)		(91.965)
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.822.551)		(7.822.551)
Provisión dividendo mínimo del período	(2.852.948)		(2.852.948)
<b>Saldo final al 30/06/11</b>	<b>36.572.555</b>	<b>4.053.089</b>	<b>40.625.644</b>

La utilidad distributable del período enero - junio 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\$9.417.863, la cual incluye ajuste por fusión de la filial STS por un monto de M\$91.965.

### 21.2 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.

### 21.3 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 15 g).

### 21.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de junio de 2012, 31 de diciembre de 2011 y de resultados al 30 de junio de 2012 y 30 de junio 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)	
	30/06/2012	31/12/2011	30/06/2012	31/12/2011	30/06/2012	30/06/2011	30/06/2012	31/12/2011	30/06/2012	30/06/2011
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,7933	62.769.479	61.611.078	1.655.201	2.194.107	4.264.119	4.185.425	112.443	149.644
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	77.984.773	80.752.874	4.042.145	3.733.318	424.200	439.258	21.987	20.307
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	14.119.277	13.750.722	659.671	370.048	14.768	14.383	690	387
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	6.696.083	12.828.341	1.698.318	2.539.859	6.696	12.828	1.698	2.540
<b>TOTALES</b>							<b>4.709.783</b>	<b>4.651.894</b>	<b>136.818</b>	<b>172.878</b>

## 22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012	30/06/2011
<b>Venta de Energía</b>	<b>111.879.308</b>	<b>138.861.746</b>	<b>56.226.804</b>	<b>72.432.014</b>
Ventas de energía	111.879.308	138.861.746	56.226.804	72.432.014
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>2.998.133</b>	<b>2.633.749</b>	<b>1.478.919</b>	<b>1.298.861</b>
Apoyos	394.046	414.950	197.022	207.476
Arrendamiento de medidores	514.737	466.047	253.308	232.427
Cortes y reposición	863.253	869.204	404.744	404.176
Pagos fuera de plazo	1.007.186	680.887	510.379	349.890
Otros	218.911	202.661	113.466	104.892
<b>Total Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>114.877.441</b>	<b>141.495.495</b>	<b>57.705.723</b>	<b>73.730.875</b>

Otros Ingresos, por naturaleza	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012	30/06/2011
<b>Otros Ingresos</b>				
Construcción de obras y trabajos a terceros	4.676.220	2.916.073	3.004.364	1.401.640
Venta de materiales y equipos	2.552.461	2.041.543	1.510.648	1.077.597
Arrendamientos	279.871	264.206	141.204	148.860
Intereses Créditos y Préstamos	244.982	188.327	119.458	86.603
Ingresos Retail	1.497.489	1.258.012	790.077	713.470
Otros Ingresos	1.105.062	886.670	658.283	715.470
<b>Total Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>10.356.085</b>	<b>7.554.831</b>	<b>6.224.034</b>	<b>4.143.640</b>

## 23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012	30/06/2011
Compras de energía y peajes	77.978.019	107.052.045	38.556.886	55.508.781
Combustibles para generación y materiales	8.141.326	4.479.652	4.211.388	2.396.626
<b>Totales</b>	<b>86.119.345</b>	<b>111.531.697</b>	<b>42.768.274</b>	<b>57.905.407</b>

## 24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012	30/06/2011
Remuneraciones y bonos	5.133.995	4.603.035	2.743.587	2.221.426
Provisión costo de vacaciones	(75.452)	(75.058)	97.355	107.583
Otros costos de personal	649.509	532.656	458.257	356.796
Indemnización por años de servicios	393.764	350.747	102.785	238.117
Activación costo de personal	(805.709)	(591.203)	(480.701)	(324.882)
<b>Totales</b>	<b>5.296.107</b>	<b>4.820.177</b>	<b>2.921.283</b>	<b>2.599.040</b>

## 25 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Depreciaciones	5.093.664	4.896.356	2.588.242	2.570.967
Amortizaciones de Intangibles	632.195	515.066	326.386	267.981
Pérdidas por deterioro	1.531	-	1.531	-
<b>Totales</b>	<b>5.727.390</b>	<b>5.411.422</b>	<b>2.916.159</b>	<b>2.838.948</b>

## 26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	2.597.923	3.135.326	1.235.853	2.214.570
Sistema Generación	563.747	411.492	234.969	233.749
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	2.560.292	2.651.567	1.233.499	1.317.553
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	446.477	357.797	226.640	191.566
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	6.332	2.916	3.100	127
Provisiones y Castigos	1.165.252	506.347	534.985	349.198
Gastos de Administración	2.773.099	2.291.637	1.438.359	1.210.145
Otros gastos por naturaleza	2.647.756	2.646.876	1.897.580	1.036.885
<b>Total Otros Gastos por Naturaleza</b>	<b>12.760.878</b>	<b>12.003.958</b>	<b>6.804.985</b>	<b>6.553.793</b>

## 27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos Financieros	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	450.610	327.052	139.680	186.897
Otros ingresos financieros	150.562	83.081	150.385	52.781
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>601.172</b>	<b>410.133</b>	<b>290.065</b>	<b>239.678</b>

Costos Financieros	30/06/2012	30/06/2011	01/04/2012	01/04/2011
	M\$	M\$	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(446.381)	(257.643)	(188.349)	(157.131)
Gastos por bonos	(2.533.150)	(1.637.925)	(1.265.320)	(827.336)
Otros Gastos Financieros	(318.418)	(512.350)	(172.059)	(292.059)
Activación Gastos financieros	702.438	419.121	351.219	213.801
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(2.595.511)</b>	<b>(1.988.797)</b>	<b>(1.274.509)</b>	<b>(1.062.725)</b>

<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(1.792.348)</b>	<b>(2.053.734)</b>	<b>(492.189)</b>	<b>(1.473.136)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>383.320</b>	<b>(195.333)</b>	<b>(375.245)</b>	<b>10.856</b>
Positivas	384.388	60.705	384.388	(1.978)
Negativas	(1.068)	(256.038)	(759.633)	12.834
<b>Total Costo Financiero</b>	<b>(4.004.539)</b>	<b>(4.237.864)</b>	<b>(2.141.943)</b>	<b>(2.525.005)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(3.403.367)</b>	<b>(3.827.731)</b>	<b>(1.851.878)</b>	<b>(2.285.327)</b>

## 28 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	
	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	15.838.320	16.032.480	389.248	373.712	154.210	510.578	3.617.318	1.054.135	728.938	6.208.760	-	-	20.728.034	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	589.167	2.263.678	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	589.167	2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes	156.276	174.555	2.359	5.641	66.044	164.483	-	-	62.101	149.239	-	-	286.780	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	37.451.683	39.909.288	2.517.017	2.905.548	5.932.731	8.492.543	2.360.837	3.896.506	4.200.182	3.345.548	-	-	52.462.450	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	29.768.017	26.168.921	6.075	904	943.016	353.700	8.420.036	14.349.526	10.041.887	5.001.290	(45.017.509)	(45.262.220)	4.161.522	612.121
Inventarios Corrientes	6.160.161	5.431.343	237.226	154.713	1.728.799	1.707.265	-	-	1.794.008	1.304.641	-	-	9.920.194	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	1.639.090	3.118.720	71.694	161.540	28.063	66.120	287.897	-	251.830	1.503.115	-	-	2.278.574	4.849.495
<b>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.</b>	<b>91.602.714</b>	<b>93.098.985</b>	<b>3.223.619</b>	<b>3.602.058</b>	<b>8.852.863</b>	<b>11.294.689</b>	<b>14.686.088</b>	<b>19.300.167</b>	<b>17.078.946</b>	<b>17.512.593</b>	<b>(45.017.509)</b>	<b>(45.262.220)</b>	<b>90.426.721</b>	<b>99.546.272</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>91.602.714</b>	<b>93.098.985</b>	<b>3.223.619</b>	<b>3.602.058</b>	<b>8.852.863</b>	<b>11.294.689</b>	<b>14.686.088</b>	<b>19.300.167</b>	<b>17.078.946</b>	<b>17.512.593</b>	<b>(45.017.509)</b>	<b>(45.262.220)</b>	<b>90.426.721</b>	<b>99.546.272</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	8.020.572	7.757.630	-	-	-	-	-	-	8.020.572	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	66.857	69.169	1.059	1.059	-	-	127.853	130.165
Cuentas por Cobrar no Corrientes	8.707.027	7.793.025	75.726	74.363	204.121	247.333	-	-	177.586	207.815	-	-	9.164.460	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	156.859.829	164.291.121	-	-	-	-	-	-	-	-	(156.859.829)	(164.291.121)	-	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.855.685	5.465.321	25.507	25.724	19.164.462	19.164.788	-	-	35.461	35.678	-	-	24.081.115	24.691.511
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	132.555.774	129.980.097	15.053.157	14.058.958	102.576.389	94.950.531	-	-	53.497.001	52.659.749	-	-	303.682.321	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	4.233.897	4.823.814	78.668	43.479	3.271.005	3.042.681	71.529	130.426	120.720	115.670	-	-	7.775.819	8.156.070
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>481.628.725</b>	<b>486.769.891</b>	<b>15.233.058</b>	<b>14.202.524</b>	<b>133.295.979</b>	<b>125.222.393</b>	<b>138.386</b>	<b>199.595</b>	<b>53.831.827</b>	<b>53.019.971</b>	<b>(156.859.829)</b>	<b>(164.291.121)</b>	<b>527.268.146</b>	<b>515.123.253</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>573.231.439</b>	<b>579.868.876</b>	<b>18.456.677</b>	<b>17.804.582</b>	<b>142.148.842</b>	<b>136.517.082</b>	<b>14.824.474</b>	<b>19.499.762</b>	<b>70.910.773</b>	<b>70.532.564</b>	<b>(201.877.338)</b>	<b>(209.553.341)</b>	<b>617.694.867</b>	<b>614.669.525</b>

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES		
	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	30/06/12	31/12/11	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>															
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15.374.674	25.613.298	-	-	9.006.120	-	-	-	-	-	-	-	-	24.380.794	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	23.894.216	22.606.789	2.269.550	1.905.096	4.276.228	6.996.882	451.863	3.770.258	2.382.770	2.191.824	-	-	-	33.274.627	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	33.303.075	25.925.294	794.134	979.074	33.518.088	32.243.961	7.584.931	2.465.361	607.300	1.122.233	(45.017.509)	(45.262.220)	-	30.790.019	17.473.703
Otras Provisiones a Corto Plazo	370.247	417.320	50.979	49.379	260.360	252.038	91.564	87.853	33.676	86.451	-	-	-	806.826	893.041
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	1.669.788	1.249.643	180.288	105.013	180.999	1.701.426	33	347.949	2.951	161.889	-	-	-	2.034.059	3.565.920
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	1.455.080	2.153.006	51.052	63.427	189.228	266.694	-	-	247.545	317.204	-	-	-	1.942.905	2.800.331
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	9.600.206	8.759.819	189.079	164.204	536.295	1.265.481	-	-	603.435	741.137	-	-	-	10.929.015	10.930.641
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>	<b>85.667.286</b>	<b>86.725.169</b>	<b>3.535.082</b>	<b>3.266.193</b>	<b>47.967.318</b>	<b>42.726.482</b>	<b>8.128.391</b>	<b>6.671.421</b>	<b>3.877.677</b>	<b>4.620.738</b>	<b>(45.017.509)</b>	<b>(45.262.220)</b>	<b>-</b>	<b>104.158.245</b>	<b>98.747.783</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>85.667.286</b>	<b>86.725.169</b>	<b>3.535.082</b>	<b>3.266.193</b>	<b>47.967.318</b>	<b>42.726.482</b>	<b>8.128.391</b>	<b>6.671.421</b>	<b>3.877.677</b>	<b>4.620.738</b>	<b>(45.017.509)</b>	<b>(45.262.220)</b>	<b>-</b>	<b>104.158.245</b>	<b>98.747.783</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>															
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	116.637.719	116.408.801	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.637.719	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	185.851	506.887	758.082	749.251	6.529.755	6.653.804	-	-	3.997.660	4.047.273	-	-	-	11.471.348	11.957.215
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.981	12.581	276	233	9.361.950	6.113.057	-	-	20.772	20.334	-	-	-	9.395.979	6.146.205
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.702.562	2.533.178	43.960	38.183	305.046	270.865	-	-	245.185	233.141	-	-	-	3.296.753	3.075.367
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>119.539.113</b>	<b>119.461.447</b>	<b>802.318</b>	<b>787.667</b>	<b>16.196.751</b>	<b>13.037.726</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.263.617</b>	<b>4.300.748</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>140.801.799</b>	<b>137.587.588</b>
<b>PATRIMONIO</b>															
<b>Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>368.025.040</b>	<b>373.682.260</b>	<b>14.119.277</b>	<b>13.750.722</b>	<b>77.984.773</b>	<b>80.752.874</b>	<b>6.696.083</b>	<b>12.828.341</b>	<b>62.769.479</b>	<b>61.611.078</b>	<b>(161.569.612)</b>	<b>(168.943.015)</b>	<b>-</b>	<b>368.025.040</b>	<b>373.682.260</b>
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.709.783	4.651.894	-	4.709.783	4.651.894
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>368.025.040</b>	<b>373.682.260</b>	<b>14.119.277</b>	<b>13.750.722</b>	<b>77.984.773</b>	<b>80.752.874</b>	<b>6.696.083</b>	<b>12.828.341</b>	<b>62.769.479</b>	<b>61.611.078</b>	<b>(156.859.829)</b>	<b>(164.291.121)</b>	<b>-</b>	<b>372.734.823</b>	<b>378.334.154</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>573.231.439</b>	<b>579.868.876</b>	<b>18.456.677</b>	<b>17.804.582</b>	<b>142.148.842</b>	<b>136.517.082</b>	<b>14.824.474</b>	<b>19.499.762</b>	<b>70.910.773</b>	<b>70.532.564</b>	<b>(201.877.338)</b>	<b>(209.553.341)</b>	<b>-</b>	<b>617.694.867</b>	<b>614.669.525</b>

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2012 al 30/06/2012	01/01/2011 al 30/06/2011												
	M\$													
Ingresos de Actividades Ordinarias	75.927.095	78.165.401	5.569.231	5.773.554	7.410.175	6.942.199	18.117.568	43.702.189	7.906.821	12.322.221	(53.449)	(5.410.069)	114.877.441	141.495.495
Otros ingresos, por Naturaleza	9.086.156	6.747.388	204.684	120.572	524.540	440.629	107.581	43.842	433.124	202.400	-	-	10.356.085	7.554.831
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(61.788.294)	(64.364.641)	(3.892.087)	(4.539.533)	(79.133)	39.327	(16.824.358)	(40.782.750)	(3.588.922)	(7.294.169)	53.449	5.410.069	(86.119.345)	(111.531.697)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(3.842.140)	(3.506.463)	(161.879)	(127.414)	(557.720)	(492.039)	-	-	(734.368)	(694.261)	-	-	(5.296.107)	(4.820.177)
Gasto por Depreciación y Amortización	(3.302.375)	(3.080.802)	(268.774)	(247.225)	(1.192.905)	(1.136.581)	-	-	(963.336)	(946.814)	-	-	(5.727.390)	(5.411.422)
Otros Gastos por Naturaleza	(9.431.405)	(8.989.071)	(683.164)	(553.174)	(1.074.122)	(1.126.168)	(7.777)	(42.370)	(1.564.410)	(1.293.175)	-	-	(12.760.878)	(12.003.958)
Otras Ganancias (Pérdidas)	85.830	88.692	-	(487)	(14.697)	(93)	-	-	3.115	(1.354)	-	-	74.248	86.758
Ingresos Financieros	1.008.192	512.720	9.246	18.070	110.326	17.547	469.475	306.052	314.084	247.538	(1.310.151)	(691.794)	601.172	410.133
Costos Financieros	(3.441.593)	(2.392.370)	(9.400)	(31.103)	(454.027)	(255.557)	(2)	-	(640)	(1.561)	1.310.151	691.794	(2.595.511)	(1.988.797)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	7.918.517	8.664.454	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.918.517)	(8.664.454)	-	-
Diferencias de Cambio	238.320	(1.539)	(1.008)	(39)	2.189	(29.186)	143.702	(163.630)	117	(939)	-	-	383.320	(195.333)
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.911.764)	(2.122.000)	2.757	3.320	92.678	42.508	2.495	1.107	21.486	21.331	-	-	(1.792.348)	(2.053.734)
<b>Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto</b>	<b>10.546.539</b>	<b>9.721.769</b>	<b>769.606</b>	<b>416.541</b>	<b>4.767.304</b>	<b>4.442.586</b>	<b>2.008.684</b>	<b>3.064.440</b>	<b>1.827.071</b>	<b>2.561.217</b>	<b>(7.918.517)</b>	<b>(8.664.454)</b>	<b>12.000.687</b>	<b>11.542.099</b>
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(465.831)	(303.906)	(109.935)	(46.493)	(725.159)	(709.268)	(310.366)	(524.581)	(171.870)	(367.110)	-	-	(1.783.161)	(1.951.358)
<b>Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas</b>	<b>10.080.708</b>	<b>9.417.863</b>	<b>659.671</b>	<b>370.048</b>	<b>4.042.145</b>	<b>3.733.318</b>	<b>1.698.318</b>	<b>2.539.859</b>	<b>1.655.201</b>	<b>2.194.107</b>	<b>(7.918.517)</b>	<b>(8.664.454)</b>	<b>10.217.526</b>	<b>9.590.741</b>
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>10.080.708</b>	<b>9.417.863</b>	<b>659.671</b>	<b>370.048</b>	<b>4.042.145</b>	<b>3.733.318</b>	<b>1.698.318</b>	<b>2.539.859</b>	<b>1.655.201</b>	<b>2.194.107</b>	<b>(7.918.517)</b>	<b>(8.664.454)</b>	<b>10.217.526</b>	<b>9.590.741</b>

## 29 Hechos Posteriores

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

## 30 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	856	1.066
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	27	588
Saesa	Gestión de residuos	Costo	497	64
Saesa	Reforestaciones	Inversión	-	222
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	107	115
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	914	2.961
STS	Asesorías medioambientales	Costo	557	-
STS	Gestión de residuos	Costo	-	679
STS	Reforestaciones	Inversión	-	4.922
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	17	-
STS	Proyectos de inversión	Inversión	39.440	27.071
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	1.480	2.700
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	25.687	3.209
	<b>Totales</b>		<b>69.581</b>	<b>50.760</b>

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.

## 31 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 30 de junio de 2012 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	Segundo Semestre 2012 (M\$)	2013 (M\$)	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)
Constructora JCE S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	171.551	171.551	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	138.371	23.396	114.975	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	4.207.239	-	-	-
Gobierno Regional X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	576.040	545.408	30.633	-	-	-
I. Municipalidad de Corral	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	698	698	-	-	-	-
I. Municipalidad de la Unión	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	250	250	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.466	-	2.466	-	-	-
I. Municipalidad de Panguipulli	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.284	2.284	-	-	-	-
I. Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	20.000	10.000	10.000	-	-	-
Director de vialidad Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.697	1.697	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	49.690	37.154	12.536	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.620	2.376	1.245	-	-	-
Gobierno Regional X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	380	-	380	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.794.594	1.794.594	-	-	-	-
I. Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	146.349	-	-	-	73.174	73.174
Serviu Chile	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	900	-	-	900	-	-
SERVIU región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.514	1.690	2.260	565	-	-
Serviu Valdivia	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.340	5.340	-	-	-	-
Sociedad Consecionaria de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	67.882	-	67.882	-	-	-
Fisco de Chile - Servicio Nacional de Aduanas	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	5.269	5.269	-	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.910.672	2.910.672	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	126.860	126.860	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	10.182	-	10.182	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Iuz osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.441	769	12.671	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.005	-	4.005	-	-	-
		<b>Totales</b>			<b>10.264.295</b>	<b>5.640.009</b>	<b>4.476.473</b>	<b>1.465</b>	<b>73.174</b>	<b>73.174</b>

### 32 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de junio 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\$2.461.424.

### 33 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/06/2012										
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\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.852.863	133.295.979	47.967.318	16.196.751	7.410.175	4.042.145
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.078.946	53.831.827	3.877.677	4.263.617	7.906.821	1.655.201
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.223.619	15.233.058	3.535.082	802.318	5.569.231	659.671
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	14.686.088	138.386	8.128.391	-	18.117.568	1.698.318

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	11.294.689	125.222.393	42.726.482	13.037.726	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

### 34 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Prestamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2012	Vencimiento		Total Corriente a 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	USD	1,45%	-	12.499.135	12.499.135	-	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
Chile	USD	2,02%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,12%	-	9.276.930	9.276.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>			-	21.776.065	21.776.065	-	-	-	-	-	-	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	Tres a doce Meses		30/06/2012	Uno a tres años	Tres a cinco años		Más de cinco años	30/06/2012		Uno a tres meses	Tres a doce Meses	31/12/2011	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	1,45%	1,45%	-	12.499.135	12.499.135	-	-	-	-	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
77.683.400-4	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	PESOS	6,12%	6,12%	-	9.276.930	9.276.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>						-	21.776.065	21.776.065	-	-	-	-	-	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 30/06/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2012	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%	-	4.411.770	4.411.770	17.157.807	10.610.738	48.159.960	75.928.505	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
Chile	UF	3,00%	336.899	336.899	673.798	11.168.729	13.985.406	-	25.154.135	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540
Chile	UF	3,60%	403.695	403.695	807.390	2.422.146	1.614.756	30.095.679	34.132.581	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512
Chile	UF	3,23%	-	657.777	657.777	11.826.755	10.840.089	-	22.666.844	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756
<b>Totales</b>			<b>740.594</b>	<b>5.810.141</b>	<b>6.550.735</b>	<b>42.575.437</b>	<b>37.050.989</b>	<b>78.255.639</b>	<b>157.882.065</b>	<b>729.684</b>	<b>4.070.601</b>	<b>4.800.285</b>	<b>36.561.584</b>	<b>55.836.827</b>	<b>62.963.625</b>	<b>155.362.036</b>

- Individualización de Bonos

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	30/06/2012							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 F/N°398	Chile	UF	5,25%	5,25%	-	4.411.770	4.411.770	17.157.807	10.610.738	48.159.960	75.928.505	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE I/N°664	Chile	UF	3,45%	3,00%	336.899	336.899	673.798	11.168.729	13.985.406	-	25.154.135	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N°665	Chile	UF	3,87%	3,60%	403.695	403.695	807.390	2.422.146	1.614.756	30.095.679	34.132.581	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 G/N°301	Chile	UF	3,34%	3,23%	-	657.777	657.777	11.826.755	10.840.089	-	22.666.844	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756
<b>Totales</b>								<b>740.594</b>	<b>5.810.141</b>	<b>6.550.735</b>	<b>42.575.437</b>	<b>37.050.989</b>	<b>78.255.639</b>	<b>157.882.065</b>	<b>729.684</b>	<b>4.070.601</b>	<b>4.800.285</b>	<b>36.561.584</b>	<b>55.836.827</b>	<b>62.963.625</b>	<b>155.362.036</b>

### 35 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al efectivo	Dólar	Peso chileno	9.359	7.324
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>9.359</b>	<b>7.324</b>

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/06/2012 M\$	31/12/2011 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	12.438.646	24.604.436
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>			<b>12.438.646</b>	<b>24.604.436</b>

### 36 Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	30/06/2012 M\$	30/06/2011 M\$	01/04/2012 30/06/2012 M\$	01/04/2011 30/06/2011 M\$
Ingreso o pérdida en venta de activos fijos	74.248	86.758	19.792	28.055
<b>Totales</b>	<b>74.248</b>	<b>86.758</b>	<b>19.792</b>	<b>28.055</b>