

Estados Financieros Consolidados Intermedios

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

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Miles de pesos

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de septiembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	20.611.971	28.608.381
Otros Activos Financieros, Corrientes	5	417.881	3.510.870
Otros Activos no Financieros, Corrientes		628.177	1.024.279
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	75.560.084	81.662.558
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	7	296.397	122.405
Inventarios, Corriente	8	14.058.349	13.658.059
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	9	6.157.544	10.341.501
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.		117.730.403	138.928.053
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		117.730.403	138.928.053
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	8.793.877	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente		159.310	144.435
Cuentas por Cobrar No Corrientes	6	11.990.033	11.108.733
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		19.579	-
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	28.591.077	29.528.910
Plusvalía	12	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	468.291.320	444.657.838
Activos por Impuestos Diferidos	14	11.461.451	11.992.360
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		760.752.113	736.635.372
TOTAL ACTIVOS		878.482.516	875.563.425

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera
 Al 30 de septiembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	15	46.363.897	44.350.404
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	51.272.078	53.052.702
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	7	21.870.671	21.018.294
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	1.161.361	1.162.912
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	3.194.814	4.416.977
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	3.976.086	4.233.971
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	20.234.633	20.087.829
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		148.073.540	148.323.089
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		148.073.540	148.323.089
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	308.834.771	307.965.417
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	18.655.914	16.812.729
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	20	10.577.812	6.158.963
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	5.281.693	5.021.256
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		343.350.190	335.958.365
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	21	340.106.755	340.106.755
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	21	15.117.014	16.243.154
Otras Reservas	21	26.112.750	29.118.254
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		381.336.519	385.468.163
Participaciones No Controladoras	21	5.722.267	5.813.808
TOTAL PATRIMONIO		387.058.786	391.281.971
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		878.482.516	875.563.425

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2012 al 30/09/2012 M\$	01/01/2011 al 30/09/2011 M\$	01/04/2012 al 30/06/2012 M\$	01/04/2011 al 30/06/2011 M\$
Ganancia (Pérdida)					
Ingresos de Actividades Ordinarias	22	230.780.369	272.714.618	72.566.799	77.452.152
Otros ingresos, por Naturaleza	22	23.258.201	16.992.116	8.109.065	6.063.169
Materias Primas y Consumibles Utilizados	23	(163.361.615)	(207.535.294)	(49.838.367)	(57.818.546)
Gastos por Beneficios a los Empleados	24	(15.110.171)	(14.134.522)	(5.499.427)	(5.678.000)
Gasto por Depreciación y Amortización	25	(12.828.221)	(12.131.664)	(4.477.958)	(4.150.558)
Otros Gastos por Naturaleza	26	(32.580.594)	(29.228.740)	(11.094.287)	(10.348.888)
Otras Ganancias (Pérdidas)	36	118.340	101.500	9.954	2.204
Ingresos Financieros	27	1.941.863	807.637	666.862	774.693
Costos Financieros	27	(12.516.162)	(10.393.148)	(4.270.249)	(4.452.562)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		990	-	990	-
Diferencias de Cambio	27	406.970	(264.771)	158.637	(249.526)
Resultados por Unidades de Reajuste	27	(4.413.827)	(7.997.314)	557.674	(1.714.995)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		15.696.143	8.930.418	6.889.693	(120.857)
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(3.844.436)	(2.702.346)	(2.436.475)	(882.230)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		11.851.707	6.228.072	4.453.218	(1.003.087)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas					
Ganancia (pérdida)		11.851.707	6.228.072	4.453.218	(1.003.087)
Ganancia (pérdida), atribuible a					
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		11.687.025	6.003.934	4.427.048	(1.050.675)
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	21	164.682	224.138	26.170	47.588
Ganancia (pérdida)		11.851.707	6.228.072	4.453.218	(1.003.087)
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	163,2697	83,8760	61,8466	(14,6781)
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	163,2697	83,8760	61,84660	(14,67811)

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2012 al 30/09/2012 M\$	01/01/2011 al 30/09/2011 M\$	01/07/2012 30/09/2012 M\$	01/07/2011 30/09/2011 M\$
Ganancia (Pérdida)		11.851.707	6.228.072	4.453.218	(1.003.087)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(2.788.447)	3.131.069	(1.652.190)	3.080.685
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(2.788.447)	3.131.069	(1.652.190)	3.080.685
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(278.911)	(611.067)	(521.864)	(922.147)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(278.911)	(611.067)	(521.864)	(922.147)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(3.067.358)	2.520.002	(2.174.054)	2.158.538
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		54.194	111.283	97.920	170.153
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		54.194	111.283	97.920	170.153
Otro Resultado Integral		(3.013.164)	2.631.285	(2.076.134)	2.328.691
Resultado Integral Total		8.838.543	8.859.357	2.377.084	1.325.604
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		8.673.953	8.633.300	2.350.653	1.276.850
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		164.590	226.057	26.431	48.754
Resultado Integral Total		8.838.543	8.859.357	2.377.084	1.325.604

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido MS	Primas de emisión MS	Otras participaciones en el patrimonio MS	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas MS	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MS	Participaciones no controladoras MS	Patrimonio total MS		
				Superavit de Revaluación MS	Reservas por diferencias de cambio por conversión MS	Reservas de coberturas de flujo de caja MS	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta MS	Otras reservas varias MS					Otras reservas MS	
Saldo Inicial al 01/01/2012	340.106.755	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	-	30.314.937	29.118.254	16.243.154	385.468.163	5.813.808	391.281.971
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	-	30.314.937	29.118.254	16.243.154	385.468.163	5.813.808	391.281.971
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											11.687.025	11.687.025	164.682	11.851.707
Otro resultado integral					(2.788.998)	(224.074)			(3.013.072)		(3.013.072)	(92)	(3.013.164)	
Resultado integral											8.673.953	164.590	8.838.543	
Dividendos											(12.813.165)		(12.813.165)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios								7.568	7.568		7.568	(256.131)	(248.563)	
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(2.788.998)	(224.074)	-	7.568	(3.005.504)	(1.126.140)	(4.131.644)	(91.541)	(4.223.185)	
Saldo Final al 30/06/2012	340.106.755	-	-	-	(4.138.836)	(70.919)	-	30.322.505	26.112.750	15.117.014	361.336.519	5.722.267	367.058.786	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total		
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas	
Saldo Inicial al 01/01/2011	340.106.755	-	-	-	(4.501.599)	175.086	-	-	10.806.918	6.480.405	22.261.900	368.849.060	5.334.243	374.183.303
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	(4.501.599)	175.086	-	-	10.806.918	6.480.405	22.261.900	368.849.060	5.334.243	374.183.303
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											6.003.878	6.003.878	224.194	6.228.072
Otro resultado integral					3.128.508	(499.086)			2.629.422		2.629.422	1.863	2.631.285	
Resultado integral											8.633.300	226.057	8.859.357	
Dividendos											(11.766.722)		(11.766.722)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios								18.317.746	18.317.746	(3.516)	18.314.230	200.795	18.515.025	
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	3.128.508	(499.086)	-	18.317.746	20.947.168	(5.766.360)	15.180.808	426.852	15.607.660	
Saldo Final al 30/09/2011	340.106.755	-	-	-	(1.373.091)	(324.000)	-	29.124.664	27.427.573	16.495.540	384.029.868	5.761.095	389.790.963	

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujos de Efectivo Directo
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	01/01/2012 al 30/09/2012 M\$	01/01/2011 al 30/09/2011 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación	349.420.738	359.303.500
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	349.099.067	359.089.688
Otros cobros por actividades de operación	321.671	213.812
Clases de pagos	(294.217.111)	(300.143.818)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(274.883.874)	(282.535.554)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(13.253.674)	(12.555.066)
Otros pagos por actividades de operación	(6.079.563)	(5.053.198)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	3.434.097	1.122.351
Otras entradas (salidas) de efectivo	831	2
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	58.638.555	60.282.035
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	14.698	4.750
Compras de propiedades, planta y equipo	(44.777.326)	(33.238.007)
Intereses recibidos	1.923.398	576.667
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(42.839.230)	(32.656.590)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	12.048.645	14.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	25.974.323	-
Total importes procedentes de préstamos	38.022.968	14.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	-	14.700.000
Pagos de préstamos	(35.172.966)	(20.735.025)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	-	-
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	-	(15.005.666)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno	-	-
Dividendos pagados	(11.098.010)	(14.015.155)
Intereses pagados	(15.542.380)	(8.907.031)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(23.790.388)	(29.962.877)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(7.991.063)	(2.337.432)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(5.347)	(5.095)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(5.347)	(5.095)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(7.996.410)	(2.342.527)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	28.608.381	19.238.590
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4 20.611.971	16.896.063

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	10
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1. Principios contables	11
2.2. Nuevos pronunciamientos contables	11
2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4. Período cubierto.....	13
2.5. Bases de preparación.....	14
2.6. Entidades filiales	14
2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios.....	14
2.8. Moneda funcional.....	15
2.9. Bases de conversión.....	16
2.10. Compensación de saldos y transacciones.....	16
2.11. Propiedades, planta y equipo	16
2.12. Activos intangibles	17
2.12.1. Plusvalía comprada.....	17
2.12.2. Servidumbres	18
2.12.3. Programas informáticos.....	18
2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo.....	18
2.13. Deterioro de los activos	18
2.14. Arrendamientos.....	19
2.15. Instrumentos financieros.....	19
2.15.1. Activos financieros no derivados	19
2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	20
2.15.3. Pasivos financieros no derivados	20
2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura.....	20
2.15.5. Instrumentos de patrimonio	21
2.16. Inventarios	21
2.17. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación	22
2.18. Otros pasivos no financieros.....	22
2.18.1. Ingresos diferidos	22
2.18.2. Subvenciones estatales.....	22
2.18.3. Obras en construcción para terceros.....	22
2.19. Provisiones	23
2.20. Beneficios del personal.....	23
2.21. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	23
2.22. Impuesto a las ganancias	23
2.23. Reconocimiento de ingresos y gastos	24
2.24. Ganancias por acción	24
2.25. Dividendos	24
2.26. Estado de flujos de efectivo	25
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	25
3.1. Generación eléctrica	25
3.2. Transmisión y subtransmisión	26
3.3. Distribución	27
3.4. Marco regulatorio.....	28
3.4.1. Aspectos generales	28
3.4.2. Ley Corta I.....	28
3.4.3. Ley Corta II.....	30
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	30
4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	31
5. Otros activos financieros corrientes	31
6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	32
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	36
7.1. Accionistas.....	36
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	36
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia	37

8. Inventarios.....	38
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	39
10. Otros Activos Financieros no Corrientes	39
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	40
12. Plusvalía.....	41
13. Propiedades, Planta y Equipos	42
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	44
14.1. Impuesto a la renta	44
14.2. Impuestos diferidos.....	45
15. Otros Pasivos Financieros	46
16. Política de Gestión de Riesgos	50
16.1. Riesgo de negocio.....	50
16.1.1. Riesgo Regulatorio.....	50
16.2. Riesgo financiero.....	53
16.2.1 Tipo de cambio.....	53
16.2.2 Variación UF	54
16.2.3 Tasa de interés	54
16.2.4 Riesgo de liquidez.....	54
16.2.5 Riesgo de crédito	55
16.2.6 Instrumentos financieros por categoría.....	56
16.2.7 Instrumentos derivados.....	57
16.2.8 Valor justo de instrumentos financieros	57
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	58
18. Provisiones.....	59
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	59
18.2. Otras provisiones a corto plazo	60
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	60
18.4. Juicios y multas	62
19. Otros pasivos no financieros corrientes	64
20. Otros pasivos no financieros no corrientes	64
21. Patrimonio	64
21.1. Patrimonio neto de la Sociedad	64
21.1.1. Capital suscrito y pagado	64
21.1.2. Dividendos.....	64
21.1.3. Otras reservas.....	65
21.1.4. Diferencias de conversión	65
21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas	66
21.2. Gestión de capital	66
21.3. Restricciones a la disposición de fondos	66
21.4. Patrimonio de participaciones no controladores	67
22. Ingresos	67
23. Materias Primas y Consumibles Utilizados	68
24. Gastos de Personal.....	68
25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	68
26. Otros Gastos por Naturaleza.....	69
27. Resultados Financieros.....	69
28. Información por Segmento	70
29. Hechos Posteriores.....	78
30. Medio Ambiente	78
31. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	79
31.1. Garantías comprometidas con terceros.....	79
32. Cauciones Obtenidas de Terceros	79
33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	80
34. Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	81
35. Moneda Extranjera	83
36. Otras Ganancias (Pérdidas).....	83

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros intermedios consolidados

Al 30 de septiembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad” o “Eléctricas”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad comenzó sus operaciones en julio de 2008, mes en que compró los derechos sobre Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., Sociedad Matriz del Grupo Saesa, grupo compuesto por varias empresas del giro eléctrico, principalmente, Distribución, Transporte y Transformación, y Generación de energía eléctrica.

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.), Saesa, inscrita con el número 1.072, y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.), Frontel, inscrita con el número 1.073.

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelaysen, 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 antigua STS por parte de la filial 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 la 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.

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

Las Sociedades filiales indirectas no inscritas son Sagesa S.A. y Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

La Sociedad tiene también participación indirecta como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Lagos IV Ltda. (Los Lagos IV), y participación directa como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Ríos Ltda. Estas dos empresas no están inscritas en el Registro de Valores o Entidades Informantes.

Las filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 128 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en transmisión corresponden principalmente a 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. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

2. Resumen de 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 7 de noviembre 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 los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

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 Consolidados	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 la futura adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros consolidados 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 y filiales, 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 revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede 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 han 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. 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 año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, 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:** Las Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También 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 evalúan 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 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 Eléctricas y filiales al 30 de septiembre 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 septiembre de 2012 y 2011.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011.

2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con la 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 intermedios:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	31/12/2011
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	0,0000%	0,0000%	100,0000%
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,2067%	93,2067%	93,1797%
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. (EX SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9999%	99,9999%	99,9987%
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX Lagos II S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0004%	99,9160%	99,9164%	99,9160%
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (Ex Lagos III S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0008%	99,3125%	99,3133%	99,1916%

Tal como se indica en la Nota N°1, en diciembre de 2011 el Grupo comenzó un proceso de reorganización empresarial, que terminó con la absorción de la filial antigua STS por parte de la filial Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hoy denominada Sistema de Transmisión del Sur S.A., nueva STS. Desde la perspectiva de la Sociedad, este proceso no cambió en forma significativa la estructura de participaciones del Grupo.

2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios

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

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 de 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 intermedio, y “Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras”, en el estado de resultados integral consolidado intermedio.
- La conversión de los estados financieros de las sociedades 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 cambio 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 cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones 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 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 se distribuye como sigue:

Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.)	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.)	Peso Chileno
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
Sagesa S.A.	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.7.

2.9. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción.

Durante el período, 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 a valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	30.09.2012	31.12.2011	30.09.2011
Dólar Estadounidense	473,77	519,20	521,76
Unidad de Fomento	22.591,05	22.294,03	22.012,69

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 precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también 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\$1.355.203 por el período terminado al 30 de septiembre de 2012 y a M\$843.531 por el período terminado al 30 de septiembre de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$1.730.180 por el período terminado al 30 de septiembre de 2012 y a M\$1.380.728 por el período terminado al 30 de septiembre de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus 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 sus 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 incurrir.

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, consideran que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

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

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

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

2.12. Activos intangibles

2.12.1. Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía es inicialmente medido al costo y, posteriormente, medido 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 año en que ocurren.

2.13. Deterioro de los activos

La Sociedad y sus filiales revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede 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.

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, podría 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 UGE 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 habría 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 o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, 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, el Grupo prepara 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.

2.14. Arrendamientos

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo 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 asigna en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad. 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 y 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 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 activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses, desde la fecha del balance en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por 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 intermedio 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 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 filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidos 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. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueran adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Al 30 de septiembre de 2012, la inversión de la filial Saesa alcanzaba M\$ 19.579.

2.18. Otros pasivos no financieros

2.18.1. 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 duración del contrato.

2.18.2. 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 cumplirá 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.

2.18.3. Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas 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.

2.19. Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la entidad espera 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.

2.20. Beneficios del personal

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.

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 al Grupo. 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".

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

2.21. 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, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.22. Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas empresa que conforman la consolidación 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 de 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 contabilizado 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 y filiales puedan 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.

2.23. 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.

2.24. 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 y filiales no han realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.25. Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida distribible 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.

2.26. 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 estos 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 la filial Edelaysen, 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 períodos de al menos cuatro años.

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

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

a) *Clientes Regulados*

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

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

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

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

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

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

nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

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

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

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

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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	2.343.609	1.657.264
Saldo en Bancos	1.241.663	1.735.723
Otros instrumentos de renta fija	17.026.699	25.215.394
Totales	20.611.971	28.608.381

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos, de plazo inferior a tres 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.

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. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/09/2012	31/12/2011
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	20.610.512	28.526.869
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	1.459	81.512
Totales		20.611.971	28.608.381

5. Otros activos financieros corrientes

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

Otros activos financieros corriente	Moneda	30/09/2012	31/12/2011
		Corriente	Corriente
		M\$	M\$
Depósito a plazo en garantía (*)	USD	417.881	115.353
Derivado (**)	UF	-	3.395.517
Totales		417.881	3.510.870

(*) Corresponde a depósitos realizados por Sagesa en una cuenta en dólares a nombre de Corpbanca, para garantizar el pago de cuota de arrendamiento financiero en esa misma moneda. La transacción de arrendamiento financiero contempla la prenda de contrato de venta de energía y potencia de Sagesa a SGA. Parte de los montos mensuales pagados por SGA a SAGESA,

equivalente a 1/6 de la cuota semestral, deben ser colocados a nombre de Corpbanca para hacer frente a los pagos semestrales.

(**) Ver nota 16.2.7

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	61.464.639	-	66.178.002	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	25.560.135	12.514.472	26.164.678	11.633.172
Totales	87.024.774	12.514.472	92.342.680	11.633.172

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	53.068.346	-	57.795.640	-
Otras cuentas por cobrar, neto	22.491.738	11.990.033	23.866.918	11.108.733
Totales	75.560.084	11.990.033	81.662.558	11.108.733

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	8.396.293	-	8.382.362	-
Otras cuentas por cobrar	3.068.397	524.439	2.297.760	524.439
Totales	11.464.690	524.439	10.680.122	524.439

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

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Facturados	63.947.093	67.451.238
Energía y peajes	35.583.016	33.770.581
Anticipos para importaciones y proveedores	2.457.642	4.625.639
Cuenta por cobrar proyectos en curso	5.583.880	5.076.415
Otros	20.322.555	23.978.603
No Facturados o provisionados	20.569.032	22.311.556
Peajes uso de líneas eléctricas	2.717.814	2.302.972
Energía en medidores (*)	16.942.996	19.420.675
Provisión ingresos por obras	902.435	581.121
Otros	5.787	6.787
Otros (Cuenta corriente empleados)	2.508.650	2.579.886
Totales	87.024.774	92.342.680
Provisión deterioro	(11.464.690)	(10.680.122)
Totales, Neto	75.560.084	81.662.558

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.707.090	2.025.020
Anticipos para importaciones y proveedores	2.457.642	4.625.639
Cuenta por cobrar proyectos en curso	6.486.315	6.328.272
Deudores materiales y servicios	4.176.720	5.849.681
Préstamos y anticipos al personal	2.508.650	2.579.884
Otros deudores	7.223.718	4.756.180
Totales	25.560.135	26.164.678
Provisión deterioro	(3.068.397)	(2.297.760)
Totales, Neto	22.491.738	23.866.918

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de septiembre de 2012 es de M\$87.550.117 y al 31 de diciembre de 2011 es de M\$92.771.291.

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 DFL4/2006, 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 DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A septiembre de 2012 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 736.082 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	658.749	40%
Comercial	45.963	25%
Industrial	5.293	20%
Otros	26.077	15%
Total	736.082	100%

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

Parte importante de los clientes de las filiales STS y SGA, son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. Como un hecho excepcional en 2011, la quiebra de una empresa generadora (Campanario), implicó realizar provisiones adicionales por el 100% de esta cuenta por cobrar neta. Al 30 de septiembre de 2012 se han recuperado M\$136.538 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 septiembre 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	30-09-12	31-12-11
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	22.963.112	20.807.867
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.013.346	1.515.432
Con vencimiento entre seis y doce meses	757.608	946.917
Con vencimiento mayor a doce meses	434.321	250.502
Totales	25.168.387	23.520.718

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	70%	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 septiembre 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 30-09-12						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	399.926	53.860.986	5.316	2.839.053	405.242	56.700.039	357.576	59.020.631	5.729	1.646.541	363.305	60.667.172
Entre 1 y 30 días	250.347	14.512.990	2.957	538.986	253.304	15.051.976	221.678	14.348.311	2.976	515.682	224.654	14.863.993
Entre 31 y 60 días	45.248	5.604.470	866	155.702	46.114	5.760.172	41.875	5.173.014	1.370	225.469	43.245	5.398.483
Entre 61 y 90 días	5.165	2.248.187	126	25.107	5.291	2.273.294	4.985	907.768	196	20.415	5.181	928.183
Entre 91 y 120 días	2.700	420.860	98	35.265	2.798	456.125	2.211	612.703	123	8.291	2.334	620.994
Entre 121 y 150 días	2.139	216.970	63	8.398	2.202	225.368	1.846	321.281	114	9.885	1.960	331.166
Entre 151 y 180 días	1.993	637.165	42	6.341	2.035	643.506	2.004	1.068.683	92	7.415	2.096	1.076.098
Entre 181 y 210 días	1.606	223.482	47	10.469	1.653	233.951	1.476	306.107	83	6.753	1.559	312.860
Entre 211 y 250 días	1.932	251.663	52	10.590	1.984	262.253	1.322	304.787	78	7.261	1.400	312.048
Más de 250 días	28.610	10.544.051	1.092	206.394	29.702	10.750.445	23.437	9.947.997	958	120.249	24.395	10.068.246
Totales	739.666	88.520.824	10.659	3.836.305	750.325	92.357.129	658.410	92.011.282	11.719	2.567.961	670.129	94.579.243

- e) Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, la cartera en cobranza judicial y protestada es, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2012		Saldo al 31/12/2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
	Documentos por cobrar protestados	207	113.220	220
Documentos por cobrar en cobranza judicial	472	7.161.473	433	6.727.329
Totales	679	7.274.693	653	6.804.972

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	9.851.800
Aumentos (disminuciones) del período	2.136.762
Montos castigados	(784.001)
Saldo al 31 de diciembre 2011	11.204.561
Aumentos (disminuciones) del período	1.091.600
Montos castigados	(307.032)
Saldo al 30 de septiembre de 2012	11.989.129

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

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Provisión cartera no repactada	449.783	1.660.173
Provisión cartera repactada	641.817	(90.254)
Castigos del período	(307.032)	(603.004)
Recuperos del período	-	-
Totales	784.568	966.915

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 septiembre de 2012, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa	60	71.581.000	71.581.060	99,9999%
Cóndor Holding SpA	40		40	0,0001%
Total	100	71.581.000	71.581.100	100%

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 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 corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/09/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	291.968	-	120.238	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.262	-	-	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.167	-	2.167	-
Totales							296.397	-	122.405	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	30/09/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.730.881	-	2.742.739	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	15.621.201	-	16.574.411	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.510.460	-	1.697.078	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	155	-	146	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Directores filiales y Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	3.987	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Directores filiales y Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	3.987	-	3.920	-
Totales							21.870.671	-	21.018.294	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	(909.090)	(1.187.164)
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	-	(188.294)
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	-	(187.428)

7.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por seis miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012 se efectuó la renovación del Directorio, eligiendo como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Robert Mah, designándose en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas.

Al 30 de septiembre de 2012 el Directorio está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Waldo Fortín Cabezas, 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

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

Director	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Iván Díaz-Molina	102	100
Jorge Lesser García-Huidobro	102	-
Totales	204	100

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 5 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibieron su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 30 de septiembre de 2012 y 2011 son las siguientes:

Director	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	54
Iván Díaz-Molina	901	545
Jorge Lesser García-Huidobro	901	976
Totales	1.802	1.575

c) Durante el período enero-septiembre 2012 y 2011, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

8. Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 30 de septiembre de 2012

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	11.549.689	11.028.471	521.218
Materiales en tránsito	491.184	485.210	5.974
Existencias retail	1.342.317	1.291.163	51.154
Petróleo	1.253.505	1.253.505	-
Totales	14.636.695	14.058.349	578.346

Al 31 de diciembre de 2011

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.707.357	9.856.179	851.178
Materiales en tránsito	1.513.871	1.365.207	148.664
Existencias retail	1.054.136	1.014.553	39.583
Petróleo	1.422.120	1.422.120	-
Totales	14.697.484	13.658.059	1.039.425

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$278.964 para el período enero-septiembre 2012 y un cargo de M\$261.120 para el período enero-septiembre de 2011, M\$109.411 como cargo para el período julio-septiembre 2012 y M\$96.575 como cargo para el período julio-septiembre de 2011.

Movimiento Provisión	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	01-07-2012 al 30-09-2012 M\$	01-07-2011 al 30-09-2011 M\$
Provisión Ejercicio	278.964	261.120	109.411	96.575
Aplicaciones a provisión	(740.043)	-	(735.180)	-
Totales	(461.079)	261.120	(625.769)	96.575

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	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	julio- septiembre 2012	julio- septiembre 2011
Materias primas y consumibles utilizados	11.356.220	7.921.215	3.299.279	4.079.463
Otros gastos por naturaleza (*)	1.306.255	1.260.072	457.575	475.650
Total	12.662.475	9.181.287	3.756.854	4.555.113

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de septiembre de 2012 ascienden a M\$ 12.319.572 (M\$10.144.866 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de septiembre de 2012 ascienden a M\$707.336 (M\$409.240 en 2011).

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	5.662.867	8.672.923
IVA Crédito fiscal por recuperar	463.164	-
Crédito por utilidades absorbidas	10.477	1.598.609
Crédito Sence	1.251	32.076
Crédito activo fijo	19.785	37.893
Totales	6.157.544	10.341.501

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

	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	377.719	1.788.310
Iva Débito fiscal	2.587.442	2.558.077
Otros	229.653	70.590
Totales	3.194.814	4.416.977

10. Otros Activos Financieros no Corrientes

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

	30/09/2012	31/12/2011
Otros activos financieros no corriente	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Impuesto específico por recuperar	8.793.877	7.757.630
Totales	8.793.877	7.757.630

Este activo corresponde a crédito por impuesto específico al petróleo por recuperar (crédito fiscal IVA), que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Activos intangibles neto	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Activos intangibles identificables, neto	28.591.077	29.528.910
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	1.421.664	2.359.497

Activos intangibles bruto	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Activos intangibles identificables, bruto	33.441.684	33.455.849
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	6.272.271	6.286.436

Amortización activos intangibles	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Activos intangibles identificables	(4.850.607)	(3.926.939)
Servidumbres	-	-
Software	(4.850.607)	(3.926.939)

El detalle y movimiento del activo intangible al 30 de septiembre de 2012, es el siguiente:

Movimiento período 2012		Software, neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		2.359.497	27.169.413	29.528.910
Movimie	Adiciones	21.799	-	21.799
	Gastos por amortización	(959.632)	-	(959.632)
	Total movimientos	(937.833)	-	(937.833)
Saldo final al 30 de septiembre de 2012		1.421.664	27.169.413	28.591.077

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Movimiento año 2011		Software, neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		2.567.613	26.921.214	29.488.827
Movimient	Adiciones	868.577	248.199	1.116.776
	Retiros	(79)	-	(79)
	Gastos por amortización	(1.076.614)	-	(1.076.614)
	Total movimientos	(208.116)	248.199	40.083
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		2.359.497	27.169.413	29.528.910

Los derechos de servidumbre se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a costos 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

El detalle de la plusvalía al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Rut	Compañía	30/09/2012	31/12/2011
		M\$	M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
91715000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		231.445.466	231.445.466

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. , Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas 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 las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, RUT 96.867.780-k, 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 Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	468.291.320	444.657.838
Construcción en Curso	68.130.689	57.396.858
Terrenos	15.225.391	15.247.659
Edificios	8.881.687	9.001.938
Planta y Equipo	362.468.221	347.793.142
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.148.240	1.441.272
Instalaciones Fijas y Accesorios	502.560	571.905
Vehículos de Motor	2.246.679	2.646.140
Bienes Arrendados (Leasing)	6.547.120	7.367.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.140.733	3.191.762

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	585.100.472	552.845.856
Construcción en Curso	68.130.689	57.396.858
Terrenos	15.225.391	15.247.659
Edificios	14.146.035	14.054.434
Planta y Equipo	463.793.574	439.421.093
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.828.020	5.412.768
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.271.911	1.275.608
Vehículos de Motor	4.371.690	4.369.161
Bienes Arrendados (Leasing)	7.719.278	8.459.483
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.613.884	7.208.792

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(116.809.152)	(108.188.018)
Edificios	(5.264.348)	(5.052.496)
Planta y Equipo	(101.325.353)	(91.627.951)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.679.780)	(3.971.496)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(769.351)	(703.703)
Vehículos de Motor	(2.125.011)	(1.723.021)
Bienes Arrendados (Leasing)	(1.172.158)	(1.092.321)
Otros	(3.473.151)	(4.017.030)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el período 2012:

Movimiento período 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Bienes en modalidad de arrendamiento financiero	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	57.396.858	15.247.659	9.001.938	1.441.272	571.905	2.646.140	7.367.162	3.191.762	347.793.142
Movimientos									
Adiciones	32.603.330	-	128.117	55.707	893	30.789	-	459.458	29.317.372
Retiros	(20.912.776)	-	(10.169)	-	(1.839)	(9.024)	-	(63.850)	(3.360.015)
Gastos por depreciación	-	-	(220.328)	(348.460)	(65.707)	(412.510)	(181.133)	(441.675)	(10.155.886)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	(41.370)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(956.723)	(22.268)	(17.871)	(279)	(2.692)	(8.716)	(638.909)	(4.962)	(1.085.022)
Total movimientos	10.733.831	(22.268)	(120.251)	(293.032)	(69.345)	(399.461)	(820.042)	(51.029)	14.675.079
Saldo final al 30 de septiembre de 2012	68.130.689	15.225.391	8.881.687	1.148.240	502.560	2.246.679	6.547.120	3.140.733	362.468.221

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el año 2011:

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	Bienes en modalidad de arrendamiento financiero	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	53.587.452	15.208.149	9.093.537	1.561.276	574.936	2.980.250	6.871.847	2.689.278	323.501.290
Movimientos									
Adiciones	30.390.224	14.419	178.212	351.802	98.637	408.779	-	1.175.474	36.720.386
Retiros	(27.139.597)	-	-	(9.918)	(12.501)	(185.473)	-	(43.193)	(1.339.157)
Gastos por depreciación	-	-	(290.291)	(461.998)	(92.438)	(567.808)	(238.903)	(635.969)	(12.980.947)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	558.779	25.091	20.480	110	3.271	10.392	734.218	6.172	1.891.570
Total movimientos	3.809.406	39.510	(91.599)	(120.004)	(3.031)	(334.110)	495.315	502.484	24.291.852
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	57.396.858	15.247.659	9.001.938	1.441.272	571.905	2.646.140	7.367.162	3.191.762	347.793.142

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

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por Depreciación y Amortización del Resultado de Explotación".
- Las empresas del Grupo Saesa 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.
- Bienes en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de la filial Sagesa S.A.
- Los activos en construcción, según se explica en Nota 2.11, incluyen activación de costos financieros por M\$1.355.203 por el período terminado al 30 de septiembre de 2012, y a M\$843.531 por el período terminado al 30 de septiembre de 2011, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$1.730.180 por el período terminado al 30 de septiembre de 2012 y a M\$1.380.728 por el período terminado al 30 de septiembre de 2011.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de septiembre 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.
- El 06 de junio de 2005, el proyecto Turbina Coronel fue vendido a CORPBANCA mediante un Contrato de Leaseback por un valor de M\$ 11.788.462. El valor equivalente en dólares de la venta, alcanzó a los US\$ 20,08 millones. Con esta misma fecha, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada la turbina. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing y un valor al 30 de septiembre de 2012 de M\$ 172.270.

El valor presente de los pagos futuros derivados de este arrendamiento, incluido en Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes, es el siguiente:

	30/09/2012			31/12/2011		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.053.636	38.310	1.015.326	1.154.995	70.376	1.084.619
Entre un año y cinco años	2.107.272	53.869	2.053.402	2.887.487	88.951	2.798.536
Totales	3.160.908	92.179	3.068.728	4.042.482	159.327	3.883.155

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 intermedio correspondiente a los períodos enero-septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.515.331	1.786.867	592.730	(53.319)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(681.931)	-	(679.746)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(88.849)	(12.474)	-	-
Otro gasto por impuesto corriente	3.332	3.723	1.131	1.367
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.429.814	1.096.185	593.861	(731.698)
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	2.414.623	1.608.496	1.839.565	1.608.606
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	(1)	(2.335)	3.049	5.322
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	2.414.622	1.606.161	1.842.614	1.613.928
Gasto por impuesto a las ganancias	3.844.436	2.702.346	2.436.475	882.230

Con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630 que aprueba la "Reforma Tributaria", cuyo objetivo principal es recaudar fondos para financiar la reforma a la educación, entre otros aspectos.

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo periodo los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos, cuyo efecto neto en resultado ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuestos a las ganancias de M\$ 1.436.553 al 30 de septiembre de 2012.

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “Ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	30/09/2012	30/09/2011
	M\$	M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	15.696.143	8.930.418
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(3.139.229)	(1.786.084)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	133.421	54.628
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(138.314)	(245.250)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(375.479)	257.687
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	349.111	83.934
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	82	13
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(3.428.790)	(6.087.464)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	3.599.148	6.054.327
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(1.439.493)	56.747
Diferencia de conversión de moneda extranjera	599.494	(525.528)
Ajuste Empresas Fusionadas	177.717	143.034
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(182.104)	(708.390)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(705.207)	(916.262)
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(3.844.436)	(2.702.346)
Tasa Impositiva Efectiva	24,49%	30,26%

14.2. Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo (*)	2.229.321	2.529.377	18.307.000	15.727.159
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	53.419	35.606	16.044	31.991
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	2.397.823	1.955.196	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	207.562	208.331	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	115.670	181.379	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	2.424.998	1.224.398	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	850.864	775.693	424.003	377.122
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	840.639	2.405.029	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	357.189	328.750	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	286.245	321.113	56.350	48.288
Impuestos diferidos relativos a Derivados	148.333	-	-	628.170
Leasing	613.746	676.468	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	35.449	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Impuestos específicos	581.168	517.297	-	-
Diferencia de cambio cuentas no monetarias	319.025	830.415	(156.620)	-
Diferencia de cambio	-	3.308	9.137	-
Total Impuestos Diferidos	11.461.451	11.992.360	18.655.914	16.812.730

- b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, de los estados de situación financiera consolidado intermedio en los períodos 2012 y 2011, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	7.891.634	32.409.307
Impuesto diferido efecto por fusión (*)	11.368.759	(7.261.232)
Otros incrementos (decrementos)	(7.268.033)	(8.335.345)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	11.992.360	16.812.730
Incremento (decremento)	(530.909)	1.843.184
Saldo al 30 de septiembre 2012	11.461.451	18.655.914

(*) El 31 de mayo de 2011, las sociedades filiales SAESA (Ex Lagos II S.A.) y FRONTEL (Ex Lagos III S.A.) se fusionaron por absorción con sus filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de éstas

sociedades respecto de sus filiales, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta últimas 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\$ 18.629.991, que para efectos de presentación, según corresponda, se encuentra neto en activo y pasivo 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 del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar esos activos.

Todas las empresas del Grupo 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/09/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	37.916.705	-	36.906.654	-
Bonos	6.690.200	306.781.369	6.359.131	305.166.881
Derivado	741.666	-	-	-
Leasing	1.015.326	2.053.402	1.084.619	2.798.536
Totales	46.363.897	308.834.771	44.350.404	307.965.417

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre 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	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 30-09-2012	1 a 3 años	3 a 5 años	al 30-09-2012	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	USD	Anual	1,45%	Sin Garantía	-	-	17.679.480	-	17.679.480	-	-	-	-
Chile	Pesos	Semestral	6,12%	Sin Garantía	-	-	9.146.880	-	9.146.880	-	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimestral	6,36%	Sin Garantía	-	-	6.078.440	-	6.078.440	-	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimestral	6,08%	Sin Garantía	-	-	5.011.905	-	5.011.905	-	-	-	-
Totales					-	-	37.916.705	-	37.916.705	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente				
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2011	1 a 3 años	3 a 5 años	al 31-12-2011	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
Chile	USD	Anual	2,02%	Sin Garantía	-	-	-	36.906.654	36.906.654	-	-	-	-
Totales					-	-	-	36.906.654	36.906.654	-	-	-	-

c) El desglose por banco de los "Préstamos Bancarios", vigentes al 30 de septiembre 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 septiembre 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%	SEMESTRAL	11.786.320	-	11.786.320	-	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97030000-7	Pesos	6,12%	SEMESTRAL	9.146.880	-	9.146.880	-	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	1,45%	ANUAL	5.893.160	-	5.893.160	-	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO CHILE	97004000-5	PESOS	6,36%	CUATRIMESTRAL	6.078.440	-	6.078.440	-	-	-	-	-
FRONTEL	SCOTIABANK	97018000-1	PESOS	6,08%	CUATRIMESTRAL	5.011.905	-	5.011.905	-	-	-	-	-
Totales						37.916.705	-	37.916.705	-	-	-	-	-

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	-	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	2,02%	ANUAL	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-	-	-
Totales						-	36.906.654	36.906.654	-	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 30 de septiembre 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\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 30-09-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	más de 5 años M\$	al 30-09-2012 M\$	
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	-	2.766.879	2.766.879	9.567.974	6.378.649	36.677.235	52.623.858
Chile	UF	semestral	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	628.940	628.940	9.923.839	10.165.972	-	20.089.811	
Chile	UF	anual	3,00%	Sin Garantía	-	-	18.557	-	18.557	11.295.525	7.049.599	3.710.214	22.055.338	
Chile	UF	semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	22.205	-	22.205	-	-	21.722.531	21.722.531	
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.348.404	1.348.404	3.227.293	2.581.834	10.327.337	16.136.464	
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	861.559	861.559	-	-	89.131.882	89.131.882	
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.043.656	1.043.656	-	-	85.021.485	85.021.485	
				Totales	-	-	40.762	6.649.438	6.690.200	34.014.631	26.176.054	246.590.684	306.781.369	

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\$	1 a 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	semestral	2,83%	Sin Garantía	-	-	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
Chile	UF	anual	2,83%	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
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.738.093	1.738.093	-	-	87.914.288	87.914.288
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.139.839	2.139.839	-	-	83.645.540	83.645.540
				Totales	-	-	-	6.359.131	6.359.131	30.467.653	25.785.858	248.913.370	305.166.881

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 30 de septiembre 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 septiembre 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
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.348.404	1.348.404	3.227.293	2.581.834	10.327.337	16.136.464
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	2.766.879	2.766.879	9.567.974	6.378.649	36.677.235	52.623.858
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,23%	Sin Garantía	-	628.940	628.940	9.923.839	10.165.972	-	20.089.811
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	18.557	-	18.557	11.295.525	7.049.599	3.710.214	22.055.338
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	22.205	-	22.205	-	-	21.722.531	21.722.531
ELECTRICAS	BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	861.559	861.559	-	-	89.131.882	89.131.882
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	1.043.656	1.043.656	-	-	85.021.485	85.021.485
Totales					40.762	6.649.438	6.690.200	34.014.631	26.176.054	246.590.684	306.781.369

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
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
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
ELECTRICAS	BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.738.093	1.738.093	-	-	87.914.288	87.914.288
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.139.839	2.139.839	-	-	83.645.540	83.645.540
Totales					-	6.359.131	6.359.131	30.467.653	25.785.858	248.913.370	305.166.881

f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 30 de septiembre 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 septiembre 2012						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
SAGESA	CORPBANCA	USD	2,08%	Con garantía	-	1.015.326	1.015.326	2.053.402	-	-	2.053.402
Totales					-	1.015.326	1.015.326	2.053.402	-	-	2.053.402

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 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
SAGESA	CORPBANCA	USD	2,10%	Con garantía	-	1.084.619	1.084.619	2.798.536	-	-	2.798.536
Totales					-	1.084.619	1.084.619	2.798.536	-	-	2.798.536

El valor presente de los pagos futuros relacionados con dichos contratos son los siguientes:

	30/09/2012			31/12/2011		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.053.636	38.310	1.015.326	1.154.995	70.376	1.084.619
Entre un año y cinco años	2.107.272	53.869	2.053.402	2.887.487	88.951	2.798.536
Totales	3.160.908	92.179	3.068.728	4.042.482	159.327	3.883.155

g) Colocación de Bonos

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepagó la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con cargo a la Línea número 646 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros.

Con fecha 23 de diciembre de 2008, la Sociedad colocó los bonos Serie D, con cuyos fondos pagó anticipadamente un crédito sindicado por UF3.909.602, contraído con un grupo de bancos formado por el Banco de Chile, como Banco Agente, Banco BCI y el Banco Estado. La Sociedad colocó un total de 8.000 bonos de la serie D, con cargo a la Línea número 559 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros, por un monto total de UF 4.000.000.

En enero de 2005, la filial Saesa colocó un total de 4.200 bonos de la Serie E y 4.800 bonos de la Serie F. Los montos nominales colocados tanto bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E, como bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie F, ascendieron a la suma de 2.100.000 Unidades de Fomento y 2.400.000 Unidades de Fomento, respectivamente.

Con fecha 19 de diciembre de 2007, la filial Saesa 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 serán 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 filial Saesa 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 filial Saesa 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 15 de julio de 2005, la filial Frontel colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, con cargo a la Línea número 416 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros por un monto total de UF 1.000.000.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la filial Saesa 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 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo los números 664 y 665 respectivamente con fecha 19 de mayo de 2011, 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.

h) 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 filiales, 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

En la Sociedad: (medido sobre estados financieros consolidados intermedios)

Bonos Serie D y E:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 6,75 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre Gastos Financieros Netos mayor a 2,0.

En la filial Saesa: (medido sobre estados financieros consolidados intermedios)

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE no superior a 1,25 veces.
- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA sobre Gastos Financieros Netos mayor a 2,5.

En la filial Frontel:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE no superior a 1,25 veces.
- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 veces medido sobre estados financieros.

Al 30.09.2012, 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 Eléctricas del Sur 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 la relacionada 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 existe riesgo 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 "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, y
- 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 SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía 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, las filiales SGA y Sagesa S.A. venden 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 Edelaysen, 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 o principios de 2013 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% en base anual. Tal como se comentó en el párrafo anterior, en el primer período de la fijación (una vez publicado el decreto) habrá mayores ingresos por concepto de aplicación retroactiva de este decreto, esto es desde enero 2011.

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 contratos, 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 las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, 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 filiales 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 de 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 a la Sociedad.

Al 30 de septiembre de 2012, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa fija:

Empresa	Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M\$
Saesa	30-04-2012	24.725	11.714.112
Frontel	30-04-2012	12.363	5.857.056

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, las sociedades contrataron Cross Currency Swap (ver nota 16.2.7), de esta forma las sociedades protegen su exposición de moneda (USD a UF).

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 9%. 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 89% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad. Por otro lado, la deuda en USD mencionada en el punto anterior, representa un 5% de la deuda total, y 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 (Índice de precios al Productor). 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 93% 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 y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB y Libo a la fecha de cierre 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\$ 161 durante el periodo enero - septiembre 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:

	30-09-2012	30-09-2011
Tasa Interés Variable	7%	8%
Tasa Interés Protegida	0%	12%
Tasa Interés Fija	93%	80%

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.

El 89% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deuda anuales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz Grupo Saesa y las filiales Saesa y 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.

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, 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 y sus filiales están expuestas 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 por cobrar provenientes de la actividad operacional de la Sociedad y sus filiales, se distinguen 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 entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	3%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	70%	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, 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

Activos financieros al 30/09/12	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\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	-	87.550.117	-	-	87.550.117
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	296.397	-	-	296.397
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	3.585.272	-	17.026.699	-	20.611.971
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	8.793.877	-	-	8.793.877
Totales	3.585.272	96.640.391	17.026.699	-	117.252.362

Activos financieros al 31/12/11	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	-	-	-	3.395.517	3.395.517
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	-	92.771.291	-	-	92.771.291
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	122.405	-	-	122.405
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	3.392.987	-	25.215.394	-	28.608.381
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630	-	-	7.757.630
Totales	3.392.987	100.651.326	25.215.394	3.395.517	132.655.224

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 30/09/12	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Mantenidos para la venta	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	354.457.002	-	-	354.457.002
Derivado	-	-	741.666	-	741.666
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	51.272.078	-	-	51.272.078
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	21.870.671	-	-	21.870.671
Totales	-	427.599.751	741.666	-	428.341.417

Pasivos financieros al 31/12/11	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Mantenidos para la venta	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	352.315.821	-	-	352.315.821
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	53.052.702	-	-	53.052.702
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	21.018.294	-	-	21.018.294
Totales	-	426.386.817	-	-	426.386.817

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, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso. 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 septiembre de 2012, la Sociedad y sus filiales clasifican sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja". El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	Empresa	30.09.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (**)	Saesa	(494.444)	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Saesa	0	2.263.678	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	Frontel	(247.222)	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Frontel	0	1.131.839	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total		(741.666)	3.395.517			

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

(**) Presentado en la cuenta Otros Pasivos 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 30.09.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	2.343.609	2.343.609
Saldo en Bancos	1.241.663	1.241.663
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	75.560.084	75.560.084

Pasivos Financieros - al 30.09.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	37.916.705	38.102.802
Bonos	313.471.569	332.899.573
Leasing	3.068.728	3.064.975
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	51.272.078	51.272.078

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:

- a) 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.
- b) 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 valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- c) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

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

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

17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	35.462.672	30.731.683
Proveedores por compra de combustible y gas	778.102	1.218.748
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	1.471.761	4.077.398
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.639.805	12.111.189
Dividendos por pagar a terceros	57.205	95.373
Cuentas por pagar instituciones fiscales	248.761	236.766
Otras cuentas por pagar	3.613.772	4.581.545
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	51.272.078	53.052.702

18. Provisiones

18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.037.809	1.126.118
Provisión por beneficios anuales	2.938.277	3.107.853
Totales	3.976.086	4.233.971

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	4.233.971
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	2.326.922
Provisión utilizada	(2.301.826)
Reversos de provisión no utilizada	(282.981)
Total movimientos en provisiones	(257.885)
Saldo final al 30 de septiembre de 2012	3.976.086

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	4.609.671
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	2.375.037
Provisión utilizada	(2.750.737)
Total movimientos en provisiones	(375.700)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	4.233.971

18.2. Otras provisiones a corto plazo

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

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.161.361	1.162.912
Totales	1.161.361	1.162.912

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

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	1.162.912
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	204.753
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(74.515)
Provisión utilizada	(44.953)
Reversos de provisión no utilizada	(86.836)
Total movimientos en provisiones	(1.551)
Saldo final al 30 de septiembre de 2012	1.161.361

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	1.058.877
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	539.934
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(96.993)
Provisión utilizada	(249.477)
Reversos de provisión no utilizada.	(89.429)
Total movimientos en provisiones	104.035
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	1.162.912

18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

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

	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.281.693	5.021.256
Totales	5.281.693	5.021.256

b) El movimiento de las provisiones no corrientes durante el período 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	5.003.829
Provisión del período	541.412
Pagos en el período	(523.985)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	5.021.256
Provisión del período	631.630
Pagos en el período	(371.193)
Saldo al 30 de septiembre de 2012	5.281.693

c) Hipótesis actuariales utilizadas al 30 de septiembre 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

18.4. Juicios y multas

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

a) Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	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.	22.559
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avenida con SAESA)	Fallo de 2° instancia ratificó rechazo de la demanda. Recurso de casación desechado. Proceso terminado	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	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.455
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	C-3110-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Recabal con SAESA)	Proceso terminado por transacción	2.300
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	33.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 2° instancia	477.000
FRONTEL	Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Sentencia de primer y segundo grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en casación.	22.559
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.559
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
FRONTEL	Juzgado de Letras de Traiguén	100-2011	Demanda de término de servidumbre (Tramolao con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.013
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	4890-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Leal con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.000
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 2° instancia	22.559
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado

Adicionalmente a las contingencias por juicios señaladas en cuadro anterior (en los que la Sociedad y sus filiales son demandadas), en 2011 la filial Sagesa S.A. presentó una demanda en Estados Unidos contra la sociedad americana Motor Works LLC. Lo anterior debido al incumplimiento por parte de esta última de un contrato de construcción de turbinas, las cuales debió entregar a la Sociedad. El monto adeudado por este concepto es US\$6.475.000 (seis millones cuatrocientos setenta y cinco mil dólares de los Estados Unidos de América). Para estos efectos, se ha contratado a la firma Powell & Pearson LLP, la que el 5 de octubre de 2011 presentó la demanda ante la Corte de Polok County, Florida, Estados Unidos.

Al 30 de septiembre de 2012, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF1.000.

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

b) Multas

Las multas cursadas a la Sociedad y sus filiales, y 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	Judicializada	87.845
SAESA	Res. Ex. 1156 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	119.185
FRONTEL	Res. Ex. 1160 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	192.785
FRONTEL	Res. Ex. 1162 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	9.022
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.849
EDELAYSEN	Res. Ex. 93 de fecha 19.06.2012	SEC	Atención cliente	Pendiente Recurso Reposición	1.979
EDELAYSEN	Res. Ex. 1158 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	11.871
EDELAYSEN	Res. Ex. 80 de fecha 06.09.2012	SEC	Mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	23.742
LUZ OSORNO	Res. Ex. 1392 de fecha 21.02.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	2.849
LUZ OSORNO	Res. Ex. 1155 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	950

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de fecha 01.10.2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	8.705
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Judicializada	1.583
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	23.742
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	33.635
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	9.893
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	17.807
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.785
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	7.123
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.497
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	19.785
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	29.678
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	216.527
EDELAYSEN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	1.979
EDELAYSEN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.2010	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Judicializada	0
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.187
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.849
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	25.721
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.914
SAGESA	Res. Ex. 1410 de fecha 28.06.2011	S.S. Valdivia	DS 138	Judicializada	1.583
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	93.543

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados intermedios son, 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 obtendrán resultados favorable, 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	14.642.640	14.312.996
Otras obras de terceros	5.591.993	5.774.833
Total otros pasivos no financieros corrientes	20.234.633	20.087.829

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 se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.18.2.

20. Otros pasivos no financieros no corrientes

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

Otros pasivos no financieros no corrientes	30/09/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	10.446.261	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	131.551	125.332
Totales	10.577.812	6.158.963

21. Patrimonio

21.1. Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 30 de septiembre de 2012 y 2011, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. ascendía a M\$ 340.106.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 71.581.000 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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 26 de abril de 2012 aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2011, lo que significó la distribución de M\$11.000.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 29 de abril de 2011 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010, lo que significó la distribución de M\$13.870.000.

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

El detalle al 30 de septiembre de 2012 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 30 de septiembre de 2012 M\$
		Trasposos enero a septiembre de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a septiembre de 2012 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.349.838)		(2.788.998)		(4.138.836)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	153.155			(224.074)	(70.919)
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	1.414	7.568			8.982
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605				19.506.605
Totales	29.118.254	7.568	(2.788.998)	(224.074)	26.112.750

Otras reservas varias por M\$ 10.806.918, está compuesta por M\$ 8.506.366 que corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y por M\$ 2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

El valor de M\$8.982 corresponde al efecto de la fusión de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la filial Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

(*) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955. El monto restante por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

El detalle al 30 de septiembre de 2011 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 30 de septiembre de 2011 M\$
		Trasposos enero a septiembre de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a septiembre de 2011 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(4.501.599)		3.128.508		(1.373.091)
Reservas de cobertura	175.086			(499.086)	(324.000)
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)		18.317.746			18.317.746
Totales	6.480.405	18.317.746	3.128.508	(499.086)	27.427.573

21.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(724.306)	(135.484)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	(3.413.120)	(1.237.607)
Eletrans S.A.	(1.410)	-
Totales	(4.138.836)	(1.373.091)

21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 30 de septiembre de 2012, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/12	15.870.118	373.036	16.243.154
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	11.687.025		11.687.025
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(9.307.058)		(9.307.058)
Provisión dividendo mínimo del año	(3.506.107)		(3.506.107)
Saldo final al 30/09/12	14.743.978	373.036	15.117.014

La utilidad distributable del período 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\$11.687.025.

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 30 de septiembre de 2011, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/11	21.888.864	373.036	22.261.900
Tranferencia y otros cambios	(3.516)		(3.516)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	6.003.878		6.003.878
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(9.965.558)		(9.965.558)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.801.164)		(1.801.164)
Saldo final al 30/09/11	16.122.504	373.036	16.495.540

La utilidad distributable del período 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\$6.003.878.

21.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad y sus filiales 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 emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 30 de septiembre la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

21.4. Patrimonio de participaciones no controladores

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 y los efectos en ganancia de los no controladores al 30 de septiembre de 2012 y 2011, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores Ganancia (pérdida)	
		30/09/2012	31/12/2011	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	31/12/2011	30/09/2012	30/09/2011
		%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,79330	6,79330	62.931.642	61.611.078	1.886.862	2.903.168	4.275.135	4.185.425	128.180	197.220
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	21.624.106	22.784.591	883.903	2.522.081	287	303	12	34
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	0,08364	0,08364	371.083.082	373.682.260	15.362.096	11.438.384	310.386	312.555	12.849	9.567
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	0,68666	0,80844	160.785.563	158.601.366	3.262.364	1.849.639	1.104.048	1.282.190	22.401	14.953
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	21.873.056	23.045.630	901.495	2.538.820	16.425	17.304	676	1.906
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	0,00001	0,00001	78.783.060	80.752.874	5.182.553	4.856.864	5	4	-	-
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00290	0,00290	551.779.242	553.368.550	19.474.515	15.812.943	15.981	16.027	564	458
Totales								5.722.267	5.813.808	164.682	224.138

22. Ingresos

El detalle de este rubro en las cuentas de resultados consolidados intermedio al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012	30/09/2011
			M\$	M\$
Venta de Energía	224.250.472	266.962.580	70.352.493	75.461.444
Ventas de energía	224.250.472	266.962.580	70.352.493	75.461.444
Otras Prestaciones y Servicios	6.529.897	5.752.038	2.214.306	1.990.708
Apoyos	829.045	854.708	276.349	284.901
Arriendo de medidores	1.031.661	944.685	343.402	318.073
Cortes y reposición	1.866.799	1.804.972	643.073	597.394
Pagos fuera de plazo	2.293.566	1.659.402	793.719	628.865
Otros	508.826	488.271	157.763	161.475
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	230.780.369	272.714.618	72.566.799	77.452.152

Otros Ingresos, por naturaleza	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012	30/09/2011
			M\$	M\$
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	10.015.441	6.452.033	3.487.917	2.861.817
Venta de materiales y equipos	5.090.807	3.950.971	1.566.915	1.180.611
Arrendamientos	1.766.561	1.607.107	708.878	548.625
Intereses Créditos y Préstamos	473.933	370.606	165.034	92.531
Ingresos Retail	3.430.681	2.769.396	1.132.032	894.298
Otros Ingresos	2.480.778	1.842.003	1.048.289	485.287
Total Otros ingresos, por naturaleza	23.258.201	16.992.116	8.109.065	6.063.169

23. Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Compras de energía y peajes	138.091.074	174.585.376	44.955.813	49.379.009
Combustibles para generación y materiales	25.270.541	32.949.918	4.882.554	8.439.537
Totales	163.361.615	207.535.294	49.838.367	57.818.546

24. Gastos de Personal

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

Gastos de Personal	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Remuneraciones y bonos	14.169.394	12.564.679	4.964.966	4.424.822
Provisión costo de vacaciones	(5.168)	(7.795)	122.773	159.683
Otros costos de personal	1.520.931	1.331.645	480.464	474.383
Indemnización por años de servicios	1.155.194	1.626.721	494.695	1.077.892
Activación costo de personal	(1.730.180)	(1.380.728)	(563.471)	(458.780)
Totales	15.110.171	14.134.522	5.499.427	5.678.000

25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Depreciaciones	11.825.699	11.331.552	4.165.646	3.875.164
Amortizaciones de Intangibles	959.632	800.112	312.610	275.394
Pérdidas por deterioro	42.890	-	(298)	-
Totales	12.828.221	12.131.664	4.477.958	4.150.558

26. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	8.768.505	8.587.656	2.881.692	3.037.569
Sistema Generación	2.050.283	2.058.061	701.432	673.831
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	6.340.176	6.547.310	2.137.169	2.206.055
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	1.062.360	820.789	358.201	286.872
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	128.427	7.207	47.141	4.291
Provisiones y Castigos	1.578.041	1.602.770	214.226	998.731
Gastos de Administración	5.746.348	4.750.075	1.845.602	1.634.180
Otros Gastos por Naturaleza	6.906.454	4.854.872	2.908.824	1.507.359
Totales	32.580.594	29.228.740	11.094.287	10.348.888

27. Resultados Financieros

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

Ingresos Financieros	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.270.371	530.173	315.506	73.521
Otros ingresos financieros	671.492	277.464	351.356	701.172
Total Ingresos Financieros	1.941.863	807.637	666.862	774.693

Costos Financieros	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(1.085.811)	(634.276)	(433.622)	(294.973)
Gastos por bonos	(10.602.978)	(9.008.781)	(3.503.692)	(3.009.045)
Gastos por leaseback	(54.001)	(57.702)	(16.166)	(17.968)
Otros Gastos Financieros	(2.128.575)	(1.535.920)	(853.090)	(1.449.524)
Activación Gastos financieros	1.355.203	843.531	536.321	318.948
Total Costos Financieros	(12.516.162)	(10.393.148)	(4.270.249)	(4.452.562)

Resultado por unidades de reajuste	(4.413.827)	(7.997.314)	557.674	(1.714.995)
Diferencias de cambio	406.970	(264.771)	158.637	(249.526)
Positivas	733.659	718.123	349.271	477.330
Negativas	(326.689)	(982.894)	(190.634)	(726.856)
Total Costos Financieros	(16.523.019)	(18.655.233)	(3.553.938)	(6.417.083)

Total Resultado Financiero	(14.581.156)	(17.847.596)	(2.887.076)	(5.642.390)
-----------------------------------	---------------------	---------------------	--------------------	--------------------

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 SAESA	
	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11	30/09/12	31/12/11
ACTIVOS CORRIENTES														
Activos Corrientes en Operación														
Electivo y Equivalentes al Electivo	11.108.132	16.032.480	1.001.229	373.712	585.137	510.578	503.717	1.054.135	644.663	6.208.760	-	-	13.842.878	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	-	2.263.678	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.263.678
Otros Activos no Financieros, Corrientes	191.110	174.555	13.954	5.641	71.255	164.483	19.222	-	75.797	149.239	-	-	371.338	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	38.479.558	39.909.288	2.422.540	2.905.548	6.054.618	8.492.543	1.906.253	3.896.506	4.258.980	3.345.548	-	-	53.121.949	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	25.576.148	26.168.921	1.340	904	534.903	353.700	6.732.599	14.349.526	9.306.575	5.001.290	(40.951.450)	(45.262.220)	1.200.115	612.121
Inventarios, Corriente	5.627.490	5.431.343	181.848	154.713	1.082.194	1.707.265	-	-	1.654.964	1.304.641	-	-	8.546.496	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	1.593.676	3.118.720	69.112	161.540	19.988	-	257.982	-	456.979	1.503.115	-	-	2.397.737	4.849.495
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.	82.576.114	93.098.985	3.690.023	3.602.058	8.348.095	11.228.569	9.419.773	19.300.167	16.397.958	17.512.593	(40.951.450)	(45.262.220)	79.480.513	99.546.272
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	82.576.114	93.098.985	3.690.023	3.602.058	8.348.095	11.228.569	9.419.773	19.300.167	16.397.958	17.512.593	(40.951.450)	(45.262.220)	79.480.513	99.546.272
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	7.835.011	7.757.630	-	-	-	-	-	-	7.835.011	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.429	59.430	63.117	69.169	1.059	1.059	-	-	124.112	130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	8.703.435	7.793.025	166.487	74.363	187.686	247.333	-	-	172.371	207.815	-	-	9.229.979	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	158.134.814	164.291.121	-	-	-	-	-	-	-	-	(158.115.235)	(164.291.121)	-	19.579
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.550.868	5.465.321	25.399	25.724	19.164.299	19.164.788	-	-	35.353	35.678	-	-	23.775.919	24.691.511
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	134.012.672	129.980.997	15.437.408	14.058.958	106.474.581	94.950.531	-	-	55.235.127	52.659.749	-	-	311.159.788	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	4.638.054	4.823.814	94.538	43.479	3.232.814	3.042.681	84.798	130.426	142.601	115.670	-	-	8.156.070	8.156.070
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	484.456.356	486.769.891	15.723.832	14.202.524	136.953.820	125.222.393	147.915	199.595	55.586.511	53.019.971	(158.115.235)	(164.291.121)	534.753.199	515.123.253
TOTAL ACTIVOS	567.032.470	579.868.876	19.413.855	17.804.582	145.301.915	136.450.962	9.567.688	19.499.762	71.984.469	70.532.564	-199.066.685	-209.553.341	614.233.712	614.669.525
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES														
Pasivos Corrientes en Operación														
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	15.717.345	25.613.298	-	-	9.146.880	-	-	-	-	-	-	-	24.864.225	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	26.340.643	22.606.789	1.814.238	1.905.096	3.485.566	6.996.882	836.357	3.770.258	2.194.567	2.191.824	-	-	34.671.371	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	21.306.447	25.925.294	1.660.733	979.074	34.235.410	32.243.961	1.780.019	2.465.361	734.873	1.122.233	(40.951.450)	(37.935.303)	18.766.032	17.473.703
Otras provisiones a corto plazo	434.540	417.320	48.308	49.379	259.579	252.038	91.289	87.853	41.266	86.451	-	-	874.590	893.041
Pasivos por Impuestos corrientes, Corrientes	1.619.287	1.249.643	290.897	105.013	166.810	1.701.426	23	347.949	99.573	161.889	-	-	2.176.590	3.565.920
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.970.250	2.153.006	69.338	63.427	273.530	266.694	0	0	333.163	317.204	-	-	2.646.601	2.800.331
Otros pasivos no financieros corrientes	9.345.545	8.759.819	301.107	164.204	516.205	1.265.481	-	-	638.741	741.137	-	-	10.801.598	10.930.641
Total Pasivos Corrientes en Operación	76.734.377	86.725.169	4.184.621	3.266.193	48.083.980	42.726.482	2.707.688	6.671.421	4.042.183	4.620.738	-40.951.450	-45.262.220	94.801.399	98.747.783
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	76.734.377	86.725.169	4.184.621	3.266.193	48.083.980	42.726.482	2.707.688	6.671.421	4.042.183	4.620.738	-40.951.450	-45.262.220	94.801.399	98.747.783
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	116.491.538	116.408.801	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.491.538	116.408.801
Pasivo por Impuestos Diferidos	79.391	506.887	916.668	749.251	7.592.172	6.653.804	-	-	4.734.931	4.047.273	-	-	13.923.162	11.957.215
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.122	12.581	276	233	10.530.086	6.113.057	-	-	20.991	20.334	-	-	10.564.475	6.146.205
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.630.960	2.533.178	46.298	38.183	312.617	270.865	-	-	254.722	233.141	-	-	3.244.597	3.075.367
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	119.215.011	119.461.447	963.242	787.667	18.434.675	13.037.726	0	0	5.010.644	4.300.748	0	0	143.623.772	137.587.588
TOTAL PATRIMONIO NETO	371.083.082	373.682.260	14.265.992	13.750.722	78.783.060	80.752.874	6.860.000	12.828.341	62.931.642	61.611.078	-158.115.235	-164.291.121	375.808.541	378.334.154
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	567.032.470	579.868.876	19.413.855	17.804.582	145.301.915	136.517.082	9.567.688	19.499.762	71.984.469	70.532.564	-199.066.685	-209.553.341	614.233.712	614.669.525

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	30/09/12 M\$	31/12/11 M\$	30/09/12 M\$	31/12/11 M\$	30/09/12 M\$	31/12/11 M\$	30/09/12 M\$	31/12/11 M\$	30/09/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Activos Corrientes en Operación										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6.211.470	4.169.881	387.008	24.471	-	-	170.615	234.364	20.611.971	28.608.381
Otros Activos Financieros, Corrientes	-	1.131.839	417.881	115.353	-	-	-	-	417.881	3.510.870
Otros Activos no Financieros, Corrientes	144.955	109.622	87.211	420.739	-	-	24.673	-	628.177	1.024.279
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	21.451.008	22.308.425	987.127	804.700	-	-	-	-	75.560.084	81.862.558
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	3.145.246	130.714	1.595.507	2.379.221	(29.594.362)	(26.053.938)	23.949.891	23.054.287	296.397	122.405
Inventarios, Corriente	4.396.177	3.717.910	1.115.676	1.342.187	-	-	-	-	14.058.349	13.658.059
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	1.020.276	1.527.101	43.886	-	-	-	2.695.645	3.964.905	6.157.544	10.341.501
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.	36.369.132	33.095.492	4.634.296	5.086.671	(29.594.362)	(26.053.938)	26.840.824	27.253.556	117.730.403	138.928.053
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	36.369.132	33.095.492	4.634.296	5.086.671	(29.594.362)	(26.053.938)	26.840.824	27.253.556	117.730.403	138.928.053
ACTIVOS NO CORRIENTE										
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	958.866	-	-	-	-	-	8.793.877	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	-	-	20.928	-	-	-	14.270	14.270	159.310	144.435
Cuentas por Cobrar No Corrientes	2.760.054	2.786.197	-	-	-	-	-	-	11.990.033	11.108.733
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	100.215	107.614	-	-	(1.126.148.241)	(1.130.320.483)	1.126.048.026	1.130.212.869	19.579	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.815.157	4.837.395	1	4	-	-	-	-	28.591.077	29.528.910
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	-	-	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	129.312.577	124.526.773	27.818.955	28.481.730	-	-	-	-	468.291.320	444.857.338
Activos por Impuestos Diferidos	1.161.082	971.337	2.106.687	2.130.207	-	-	877	734.746	11.461.451	11.892.360
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	195.178.545	190.258.776	30.905.437	30.611.941	(1.126.148.241)	(1.130.320.483)	1.126.063.173	1.130.961.885	760.752.113	736.635.322
TOTAL ACTIVOS	231.547.677	223.354.268	35.539.733	35.698.612	(1.155.742.603)	(1.156.374.421)	1.152.903.997	1.158.215.441	878.482.516	875.563.425
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS										
PASIVOS CORRIENTES										
Pasivos Corrientes en Operación										
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	18.579.131	13.774.555	1.015.326	1.084.619	-	-	1.905.215	3.877.932	46.363.897	44.350.404
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	14.659.542	12.774.259	1.615.475	2.486.526	-	-	325.690	321.068	51.272.078	53.052.702
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	5.408.668	6.205.196	6.116.040	3.197.565	(29.594.362)	(26.053.938)	21.174.293	20.195.768	21.870.671	21.018.294
Otras provisiones a corto plazo	284.834	238.654	1.545	31.217	-	-	-	-	1.161.361	1.162.912
Pasivos por Impuestos corrientes, Corrientes	1.016.485	787.642	1.716	108.107	-	-	23	63.415	3.194.814	4.416.971
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.231.123	1.325.533	98.362	108.107	-	-	-	-	3.976.086	4.233.971
Otros pasivos no financieros corrientes	9.398.909	9.157.188	34.126	-	-	-	-	-	20.234.633	20.087.829
Total Pasivos Corrientes en Operación	50.578.692	44.263.027	8.882.590	6.908.034	(29.594.362)	(26.053.938)	23.405.221	24.458.183	148.073.540	148.323.089
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	50.578.692	44.263.027	8.882.590	6.908.034	(29.594.362)	(26.053.938)	23.405.221	24.458.183	148.073.540	148.323.089
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	16.136.464	17.198.252	2.053.402	2.798.536	-	-	174.153.367	171.559.828	308.834.771	307.965.417
Pasivo por Impuestos Diferidos	2.112.458	1.478.352	2.863.702	3.062.075	-	-	356.592	315.087	18.655.914	16.812.729
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.337	12.758	-	-	-	-	-	-	10.577.812	6.158.963
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.921.163	1.800.513	115.933	145.376	-	-	-	-	5.281.693	5.021.256
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	20.183.422	20.489.875	5.033.037	6.005.987	-	-	174.509.959	171.874.915	343.350.190	335.958.365
TOTAL PATRIMONIO NETO	160.785.563	158.601.366	21.624.106	22.784.591	(1.126.148.241)	(1.130.320.483)	954.988.817	961.882.343	387.058.786	391.281.971
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	231.547.677	223.354.268	35.539.733	35.698.612	(1.155.742.603)	(1.156.374.421)	1.152.903.997	1.158.215.441	878.482.516	875.563.425

		SAESA				LUZ OSORNO				STS			
Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al
		30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011
Ganancia (Pérdida)		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		113.643.990	120.279.442	37.716.895	42.114.041	8.189.048	8.798.098	2.619.817	3.024.544	11.249.998	9.990.568	3.839.823	3.048.369
Otros ingresos, por Naturaleza		13.977.213	10.252.880	4.891.057	3.505.492	325.399	163.833	120.715	43.261	868.613	581.117	344.073	140.488
Materias Primas y Consumibles Utilizados		(91.151.787)	(99.784.981)	(29.363.493)	(35.420.340)	(5.657.440)	(6.846.122)	(1.765.353)	(2.306.589)	(159.801)	37.382	(80.668)	(1.945)
Gastos por Beneficios a los Empleados		(6.173.033)	(6.018.548)	(2.330.893)	(2.512.085)	(251.453)	(205.752)	(89.574)	(78.338)	(872.168)	(748.108)	(314.448)	(256.069)
Gasto por Depreciación y Amortización		(5.058.201)	(4.679.511)	(1.755.826)	(1.598.709)	(403.161)	(383.517)	(134.387)	(136.292)	(1.885.875)	(1.720.776)	(692.970)	(584.195)
Otros Gastos por Naturaleza		(14.559.307)	(13.093.925)	(5.127.902)	(4.104.854)	(1.002.622)	(790.027)	(319.458)	(236.853)	(1.701.466)	(1.983.683)	(627.344)	(857.515)
Otras Ganancias (Pérdidas)		77.189	71.471	(8.641)	(17.221)	-	(9.721)	-	(9.234)	(18.189)	(93)	(3.492)	-
Ingresos Financieros		1.436.645	827.753	428.453	315.033	13.048	21.826	3.802	3.756	156.847	20.627	46.521	3.080
Costos Financieros		(5.106.490)	(3.948.118)	(1.664.897)	(1.555.748)	(10.370)	(47.744)	(970)	(16.641)	(718.202)	(441.095)	(264.175)	(185.538)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		10.219.918	10.618.420	2.301.401	1.953.966	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de Cambio		238.570	9.828	250	11.367	-	(39)	1.008	-	1.776	(21.662)	(413)	7.524
Resultados por Unidades de Reajuste		(1.689.313)	(2.706.093)	222.451	(584.093)	2.992	4.308	235	988	86.984	76.847	(5.694)	34.339
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		15.855.394	11.828.618	5.308.855	2.106.849	1.205.441	705.143	435.835	288.602	7.008.517	5.791.124	2.241.213	1.348.538
Gasto por Impuestos a las Ganancias		(493.298)	(390.234)	(27.467)	(66.328)	(336.176)	(98.740)	(226.241)	(52.247)	(1.825.964)	(934.260)	(1.100.805)	(224.992)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		15.362.096	11.438.384	5.281.388	2.020.521	869.265	606.403	209.594	236.355	5.182.553	4.856.864	1.140.408	1.123.546
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas													
Ganancia (pérdida)		15.362.096	11.438.384	5.281.388	2.020.521	869.265	606.403	209.594	236.355	5.182.553	4.856.864	1.140.408	1.123.546

		SGA				EDELAYSEN			
Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al
		30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		21.387.810	56.636.655	3.270.242	12.934.466	12.111.040	18.843.423	4.204.219	6.521.202
Otros ingresos, por Naturaleza		104.961	64.825	(2.620)	20.983	680.848	392.031	247.724	189.631
Materias Primas y Consumibles Utilizados		(19.735.486)	(52.552.737)	(2.911.128)	(11.769.987)	(5.140.600)	(11.726.802)	(1.551.678)	(4.432.633)
Gastos por Beneficios a los Empleados		-	-	-	-	(1.142.089)	(1.116.319)	(407.721)	(422.058)
Gasto por Depreciación y Amortización		-	-	-	-	(1.447.830)	(1.479.852)	(484.494)	(533.038)
Otros Gastos por Naturaleza		(41.195)	(548.651)	(33.418)	(506.281)	(2.554.027)	(1.947.576)	(989.617)	(654.401)
Otras Ganancias (Pérdidas)		-	-	-	-	7.215	3.394	4.100	4.748
Ingresos Financieros		589.259	522.599	119.784	216.547	475.087	422.242	161.003	174.704
Costos Financieros		(107)	(2)	(105)	(2)	(1.341)	(1.667)	(701)	(106)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de Cambio		495.200	(952.708)	351.498	(789.078)	(3.099)	(478)	(3.216)	461
Resultados por Unidades de Reajuste		2.207	3.408	(288)	2.301	22.038	22.692	552	1.361
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		2.802.649	3.173.389	793.965	108.949	3.007.242	3.411.088	1.180.171	849.871
Gasto por Impuestos a las Ganancias		(362.682)	(694.652)	(52.316)	(170.071)	(1.120.380)	(507.920)	(948.510)	(140.810)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		2.439.967	2.478.737	741.649	(61.122)	1.886.862	2.903.168	231.661	709.061
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas		-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)		2.439.967	2.478.737	741.649	(61.122)	1.886.862	2.903.168	231.661	709.061

		ELIMINACION				SAESA CONSOLIDADO			
Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al
		30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		(53.449)	(8.299.390)	-	(2.889.321)	166.528.437	206.248.796	51.650.996	64.753.301
Otros ingresos, por Naturaleza		-	-	-	-	15.957.034	11.454.686	5.600.949	3.899.855
Materias Primas y Consumibles Utilizados		53.449	8.299.390	-	2.889.321	(121.791.665)	(162.573.870)	(35.672.320)	(51.042.173)
Gastos por Beneficios a los Empleados		-	-	-	-	(8.438.743)	(8.088.727)	(3.142.636)	(3.268.550)
Gasto por Depreciación y Amortización		-	-	-	-	(8.795.067)	(8.263.656)	(3.067.677)	(2.852.234)
Otros Gastos por Naturaleza		-	-	-	-	(19.858.617)	(18.363.862)	(7.097.739)	(6.359.904)
Otras Ganancias (Pérdidas)		-	-	-	-	66.215	65.051	(8.033)	(21.707)
Ingresos Financieros		(1.932.479)	(1.325.888)	(622.328)	(634.094)	738.407	489.159	137.235	79.026
Costos Financieros		1.932.479	1.325.888	622.328	634.094	(3.904.031)	(3.112.738)	(1.308.520)	(1.123.941)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		(10.218.928)	(10.618.420)	(2.300.411)	(1.953.966)	990	-	990	-
Diferencias de Cambio		-	-	-	-	732.447	(965.059)	349.127	(769.726)
Resultados por Unidades de Reajuste		-	-	-	-	(1.575.092)	(2.598.838)	217.256	(545.104)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		(10.218.928)	(10.618.420)	(2.300.411)	(1.953.966)	19.660.315	14.290.942	7.659.628	2.748.843
Gasto por Impuestos a las Ganancias		-	-	-	-	(4.138.500)	(2.625.806)	(2.355.339)	(674.448)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		(10.218.928)	(10.618.420)	(2.300.411)	(1.953.966)	15.521.815	11.665.136	5.304.289	2.074.395
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas		-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)		(10.218.928)	(10.618.420)	(2.300.411)	(1.953.966)	15.521.815	11.665.136	5.304.289	2.074.395

		FRONTEL				SAGESA			
Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al
		30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		64.288.432	66.430.293	20.933.196	22.749.456	14.651.983	28.499.618	1.431.338	5.072.644
Otros ingresos, por Naturaleza		6.097.375	3.847.664	1.879.729	1.413.479	1.203.792	1.689.470	628.387	749.835
Materias Primas y Consumibles Utilizados		(45.199.422)	(50.176.962)	(14.789.586)	(17.615.964)	(11.059.011)	(23.248.552)	(825.192)	(4.283.659)
Gastos por Beneficios a los Empleados		(6.275.338)	(5.636.602)	(2.220.274)	(2.266.053)	(396.090)	(409.193)	(136.517)	(143.397)
Gasto por Depreciación y Amortización		(3.327.357)	(3.181.443)	(1.168.196)	(1.103.882)	(705.797)	(686.565)	(242.085)	(194.442)
Otros Gastos por Naturaleza		(10.413.292)	(8.208.491)	(3.096.902)	(3.031.808)	(2.218.294)	(2.556.315)	(843.801)	(931.203)
Otras Ganancias (Pérdidas)		56.529	36.449	17.987	23.911	(4.404)	-	-	-
Ingresos Financieros		125.053	250.149	62.807	69.834	11.986	268.116	3.496	3.062
Costos Financieros		(935.038)	(534.351)	(353.927)	(197.233)	(454.320)	(898.121)	(146.054)	(518.136)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		8.509	7.948	2.097	1.304	-	-	-	-
Diferencias de Cambio		(40.790)	10.332	(1.909)	7.500	(284.687)	689.628	(188.581)	512.632
Resultados por Unidades de Reajuste		(310.633)	(774.393)	41.802	(166.206)	(48.555)	98.164	(287)	118.650
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		4.074.028	2.070.593	1.306.824	(115.662)	696.603	3.446.250	(319.296)	385.986
Gasto por Impuestos a las Ganancias		(811.664)	(220.954)	(434.564)	(95.191)	187.300	(924.169)	126.972	(422.866)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		3.262.364	1.849.639	872.260	(210.853)	883.903	2.522.081	(192.324)	(36.880)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas									
Ganancia (pérdida)		3.262.364	1.849.639	872.260	(210.853)	883.903	2.522.081	(192.324)	(36.880)

		EMPRESAS HOLDING				CONSOLIDADO			
Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al	01/01/2012 al	01/01/2011 al	01/07/2012 al	01/07/2011 al
		30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011	30/09/2012	30/09/2011
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		-	-	-	-	230.780.369	272.714.618	72.566.799	77.452.152
Otros ingresos, por Naturaleza		-	296	-	-	23.258.201	16.992.116	8.109.065	6.063.169
Materias Primas y Consumibles Utilizados		-	-	-	-	(163.361.615)	(207.535.295)	(49.838.367)	(57.818.547)
Gastos por Beneficios a los Empleados		-	-	-	-	(15.110.171)	(14.134.522)	(5.499.427)	(5.678.000)
Gasto por Depreciación y Amortización		-	-	-	-	(12.828.221)	(12.131.664)	(4.477.958)	(4.150.558)
Otros Gastos por Naturaleza		(90.391)	(100.071)	(55.845)	(25.972)	(32.580.594)	(29.228.739)	(11.094.287)	(10.348.887)
Otras Ganancias (Pérdidas)		-	-	-	-	118.340	101.500	9.954	2.204
Ingresos Financieros		661.272	531.447	212.636	202.191	1.941.863	807.637	666.862	774.693
Costos Financieros		(6.817.628)	(6.579.172)	(2.211.060)	(2.192.672)	(12.516.162)	(10.393.148)	(4.270.249)	(4.452.562)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		39.870.901	34.156.533	11.711.684	3.501.016	990	-	990	-
Diferencias de Cambio		-	328	0	68	406.970	(264.771)	158.637	(249.526)
Resultados por Unidades de Reajuste		(2.479.547)	(4.722.247)	298.903	(1.122.335)	(4.413.827)	(7.997.314)	557.674	(1.714.995)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		31.144.607	23.287.114	9.956.318	362.296	15.696.143	8.930.418	6.889.693	(120.857)
Gasto por Impuestos a las Ganancias		918.428	1.068.583	226.456	310.275	(3.844.436)	(2.702.346)	(2.436.475)	(882.230)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		12.588.095	8.540.612	4.237.114	(1.082.499)	11.851.707	6.228.072	4.453.218	(1.003.087)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas									
Ganancia (pérdida)		12.588.095	8.540.612	4.237.114	(1.082.499)	11.851.707	6.228.072	4.453.218	(1.003.087)

29. Hechos Posteriores

En sesión celebrada el día 3 de octubre de 2012, el Directorio de la Sociedad ha acordado citar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 25 de octubre de 2012 para someter a consideración y aprobación de los señores accionistas acogerse a las disposiciones sobre saneamiento de vicios de nulidad de conformidad a la Ley N° 19.449, en relación a la falta de inscripción en el Registro de Comercio respectivo y publicación tardía en el Diario Oficial del extracto de la escritura pública otorgada con fecha 8 de mayo de 2012, a la que fue reducida el acta de la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 26 de abril de 2012.

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

30. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 30 de septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.126	1.066
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	111	588
Saesa	Gestión de residuos	Costo	497	360
Saesa	Reforestaciones	Inversión	4.981	14.362
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	239	239
Saesa	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	418
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	4.607	7.526
STS	Asesorías medioambientales	Costo	2.089	21
STS	Gestión de residuos	Costo	301	679
STS	Reforestaciones	Inversión	-	4.922
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	33	54
STS	Proyectos de inversión	Inversión	49.967	45.285
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	90	-
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	6.951	2.700
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	512	843
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	35.951	10.668
Frontel	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.550	467
Frontel	Asesorías medioambientales	Costo	379	-
Frontel	Gestión de residuos	Costo	64	-
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	514	41
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	58.832	53.004
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	616	1.168
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	8.516	16.328
Sagesa	Otros gastos medioambientales	Costo	70	-
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	72.930	59.298
Totales			251.925	227.200

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, Otros Activos Financieros no Corrientes

31.1. 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 septiembre de 2012 son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Valor garantía M\$	Valor pendiente al				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda		Segundo Semestre 2012	2013	2014	2015	2016
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	6.828.526	1.258.201	3.609.142	1.961.184	-	-
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.575.192	9.055	2.837.672	1.728.465	-	-
I. Municipalidad de Cunco	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.500	1.500	-	-	-	-
I. Municipalidad de Ercilla	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.000	4.000	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nueva Imperial	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.000	1.000	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad, Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	49.773	2.553	47.220	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	92.641	57.035	35.606	-	-	-
I. Municipalidad de Curanilahue	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	355	355	-	-	-	-
I. Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	167.742	-	167.742	-	-	-
I. Municipalidad de Quilaco	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	52.760	-	52.760	-	-	-
I. Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	101.660	59.326	-	42.333	-	-
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 Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	82.388	18.480	30.633	33.276	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	4.207.239	-	-	-
I. Municipalidad de Ancud	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	250	250	-	-	-	-
I. Municipalidad de Corral	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	698	698	-	-	-	-
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 Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	800	800	-	-	-	-
I. Municipalidad de San José de la Mariquina	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.500	1.500	-	-	-	-
I. Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.000	-	10.000	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	44.937	10.731	34.205	-	-	-
Director de vialidad Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.083	3.389	1.694	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.874	3.615	2.259	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.615	2.372	1.243	-	-	-
Gobierno Regional 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	2.090.474	-	2.090.474	-	-	-
I. Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	146.124	-	-	-	73.062	73.062
Serviu Chileo	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.771	-	-	1.771	-	-
SERVUJ Region de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.606	786	2.256	564	-	-
Sociedad Consecionaria de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	67.778	-	67.778	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.747.866	2.747.866	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	672.302	634.302	38.000	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	23.722	-	23.722	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	9.037	-	9.037	-	-	-
Serviu XI Región	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	90	-	90	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	luz osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.874	-	5.874	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	luz osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.931	768	3.163	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.536	-	1.536	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.463	-	2.463	-	-	-
Transselec	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.593	-	22.593	-	-	-
Totales					22.351.749	5.015.813	13.422.219	3.767.593	73.062	73.062

Según lo indicado en Nota N° 13 de Propiedades, Planta y Equipo, la filial Sagesa hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada una turbina obtenida bajo modalidad de arrendamiento financiero. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing, es decir vence en el año 2015, y su valor contable al 30 de septiembre de 2012 es de M\$172.270 y M\$188.789 en diciembre 2011. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 3.068.728 en septiembre 2012 y M\$3.883.155 en diciembre 2011.

32. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de septiembre de 2012, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$ 2.350.131.

33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/09/2012										
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	8.348.095	136.953.820	48.083.980	18.434.875	11.249.998	5.182.553
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	16.397.958	55.586.511	4.042.183	5.010.644	12.111.040	1.886.862
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.690.023	15.723.832	4.184.621	963.242	8.189.048	869.265
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	9.419.773	147.915	2.707.688	-	21.387.810	2.439.967
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.593.162	29.946.571	8.882.590	5.033.037	14.651.983	883.903
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	79.480.513	534.753.199	94.801.399	143.623.772	166.528.437	15.521.815
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	36.369.132	195.178.545	50.578.692	20.183.422	64.288.432	3.262.364
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	16.817.120	145.334.315	42.174.511	18.028.837	25.901.981	6.061.936
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	127.131.450	759.778.977	160.560.060	168.840.231	245.468.852	19.639.622

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	COMPANIA 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
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A (EX LAGOS II S.A)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	99.546.272	515.123.253	98.747.783	137.587.588	264.574.085	15.337.581
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A (EX LAGOS III S.A)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.095.492	190.258.776	44.263.027	20.489.875	88.808.910	2.640.921
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	5.086.671	30.611.941	6.908.033	6.005.988	31.175.178	1.869.778
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	16.381.717	155.834.593	49.709.505	19.043.713	31.175.178	1.896.101
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	143.126.154	735.886.615	155.737.220	164.083.450	317.928.991	28.498.038

34. Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2012
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	PESOS	6,12%	9.276.930	-	9.276.930	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,36%	6.127.200	-	6.127.200	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,08%	5.050.386	-	5.050.386	-	-	-	-
Chile	USD	1,45%	17.700.009	-	17.700.009	-	-	-	-
			Total		38.154.525				

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	2,02%	-	-	-	-	-	-	37.156.237
			Total		-				37.156.237

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			Total no corriente 30/09/2012 M\$
						Vencimiento		Total corriente 30/09/2012 M\$	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce meses M\$		Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	1,45%	1,45%	11.800.006	-	11.800.006	-	-	-	-
77.683.400-4	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	PESOS	6,12%	6,12%	9.276.930	-	9.276.930	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO CHILE	PESOS	6,36%	6,36%	6.127.200	-	6.127.200	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO SCOTIABANK	PESOS	6,08%	6,08%	5.050.386	-	5.050.386	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	USD	1,45%	1,45%	5.900.003	-	5.900.003	-	-	-	-
						Total		38.154.525				

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente 31/12/2011 M\$
						Vencimiento		Total corriente 31/12/2011 M\$	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce meses M\$		Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	Más de cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-
						Total		37.156.237				37.156.237

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			vencimiento		Total Corriente al 30/09/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2012	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	5,25%	1.405.028	2.999.685	4.404.713	17.130.274	10.593.711	48.082.678	75.806.663	
Chile	UF	3,23%	656.722	-	656.722	11.807.777	10.822.694	-	22.630.471	
Chile	UF	3,00%	-	336.358	336.358	11.150.807	13.962.963	-	25.113.770	
Chile	UF	3,60%	-	403.047	403.047	2.418.259	1.612.165	30.047.384	34.077.808	
Chile	UF	3,00%	-	1.800.258	1.800.258	5.170.143	3.254.557	10.848.109	19.272.809	
Chile	UF	5,00%	-	4.518.210	4.518.210	9.050.944	9.036.420	117.473.460	135.560.824	
Chile	UF	4,00%	-	3.614.568	3.614.568	10.843.704	7.229.136	133.739.016	151.811.856	
			Total	2.061.750	13.672.126	15.733.876	67.571.908	56.511.646	340.190.647	464.274.201

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	5,25%	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228	
Chile	UF	3,23%	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756	
Chile	UF	3,00%	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540	
Chile	UF	3,60%	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512	
Chile	UF	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983	
Chile	UF	5,00%	-	4.458.806	4.458.806	13.376.418	38.102.504	91.202.893	142.681.815	
Chile	UF	4,00%	-	3.567.045	3.567.045	10.701.134	17.835.224	124.845.568	153.381.926	
			Total	1.641.688	12.998.981	14.640.669	65.855.092	119.709.112	286.657.556	472.221.760

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	30/09/2012						
								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
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE FN'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	1.405.028	2.999.685	4.404.713	17.130.274	10.593.711	48.082.678	75.806.693
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE GN'90	Chile	UF	3,34%	3,25%	656.722	-	656.722	11.807.777	10.822.694	-	22.630.471
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	-	336.358	336.358	11.150.807	13.962.963	-	25.113.770
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'666	Chile	UF	3,87%	3,60%	-	403.047	403.047	2.418.259	1.612.165	30.047.384	34.077.808
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	-	1.800.258	1.800.258	5.170.143	3.254.557	10.848.109	19.272.809
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE DN'550	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.518.210	4.518.210	9.050.944	9.036.420	117.473.460	135.569.824
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE EN'644	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.614.568	3.614.568	10.843.704	7.229.136	133.739.016	151.811.856
								Total	2.061.750	13.672.126	15.733.876	67.571.908	340.190.647	464.274.201

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31/12/2011							
								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	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE FN'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	-	2.773.088	2.773.088	17.148.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE GN'90	Chile	UF	3,34%	3,25%	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	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 JN'666	Chile	UF	3,87%	3,60%	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE DN'550	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.458.806	4.458.806	13.376.418	38.102.534	91.202.893	142.681.815	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE EN'644	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.567.045	3.567.045	10.701.134	17.835.224	124.845.568	153.381.928	
								Total	1.641.688	12.998.981	14.640.669	65.855.092	119.709.112	286.657.556	472.221.760

c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	30/09/2012								
							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		
76.186.388-6	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	2,09%	2,09%	526.818	526.817	1.053.635	2.107.272	-	-	2.107.272	
								Total	526.818	526.817	1.053.635	2.107.272	-	-	2.107.272

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31/12/2011								
							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		
76.186.388-6	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	2,09%	2,09%	-	1.154.995	1.154.995	2.887.489	-	-	2.887.489	
								Total	-	1.154.995	1.154.995	2.887.489	-	-	2.887.489

35. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/09/12 M\$	31/12/11 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Activos Corrientes en Operación				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Dólar	1.459	81.512
Otros Activos Financieros, Corrientes	Dólar	Dólar	417.881	115.353
Total Activos Corrientes en Operación			419.340	196.865
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			419.340	196.865
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Dólar	Dólar	27.818.955	28.691.362
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			27.818.955	28.691.362
TOTAL ACTIVOS			28.238.295	28.888.227

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30/09/12 M\$	31/12/11 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Dólar	19.020.969	37.991.273
Total Pasivos Corrientes en Operación			19.020.969	37.991.273
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			19.020.969	37.991.273
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	Dólar	Dólar	2.053.402	2.798.536
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			2.053.402	2.798.536
TOTAL PASIVOS			21.074.371	40.789.809

36. Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	30/09/2012	30/09/2011	01/07/2012	01/07/2011
	M\$	M\$	30/09/2012 M\$	30/09/2011 M\$
Ingreso (pérdida) en venta de activos fijos	118.340	101.500	9.954	2.204
Totales	118.340	101.500	9.954	2.204