

Estados Financieros Consolidados
correspondientes a los períodos terminados al
31 de marzo de 2013 y 2012

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.
Y FILIALES

Miles de pesos

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	20.129.211	70.264.105
Otros activos financieros corrientes	5	416.397	170.533
Otros activos no financieros corrientes		1.151.481	1.072.434
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	75.630.387	73.675.694
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	346.051	296.457
Inventarios corrientes	8	12.440.587	12.224.470
Activos por Impuestos corrientes, corriente	9	7.946.511	6.227.272
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		118.060.625	163.930.965
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		118.060.625	163.930.965
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	10	8.566.190	8.949.871
Otros activos no financieros, no Corrientes		123.881	124.938
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	14.524.198	15.135.689
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		0	230.407
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	29.238.330	28.890.657
Plusvalía	12	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	13	480.989.507	477.697.495
Activos por impuestos diferidos	14	10.038.890	11.565.873
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		774.926.462	774.040.396
TOTAL ACTIVOS		892.987.087	937.971.361

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera
 Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros pasivos financieros corrientes	15	60.186.373	110.786.871
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	39.397.188	38.233.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	25.545.993	22.994.447
Otras provisiones corrientes	18	880.696	1.135.486
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	9	5.072.352	3.015.401
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	2.131.550	5.103.099
Otros pasivos no financieros corrientes	19	20.174.053	20.601.250
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		153.388.205	201.870.324
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		153.388.205	201.870.324
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corriente	15	308.866.137	310.885.553
Pasivo por impuestos diferidos	14	19.304.248	19.030.463
Otros pasivos no financieros no corrientes	20	11.747.512	11.774.807
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	5.463.188	5.332.746
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		345.381.085	347.023.569
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	340.106.755	340.106.755
Ganancias (pérdidas) acumuladas	21	22.757.395	16.893.358
Otras reservas	21	25.496.317	26.277.947
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		388.360.467	383.278.060
Participaciones no controladoras	21	5.857.330	5.799.408
TOTAL PATRIMONIO		394.217.797	389.077.468
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		892.987.087	937.971.361

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012
 (En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2012 al 31/03/2013 M\$	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$
Ganancia (Pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	22	80.016.653	79.133.570
Otros ingresos	22	6.808.319	6.036.586
Materias primas y consumibles utilizados	23	(52.954.302)	(57.014.344)
Gastos por beneficios a los empleados	24	(4.791.694)	(4.276.365)
Gasto por depreciación y amortización	25	(4.394.074)	(4.089.247)
Otros gastos, por naturaleza	26	(10.691.913)	(9.674.908)
Otras ganancias (pérdidas)	36	128.189	83.955
Ingresos financieros	27	490.869	381.551
Costos financieros	27	(4.261.020)	(3.792.463)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		48.091	-
Diferencias de cambio	27	100.673	435.382
Resultados por unidades de reajuste	27	(266.469)	(3.602.466)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		10.233.322	3.621.251
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	14	(1.772.580)	(450.859)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		8.460.742	3.170.392
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia (pérdida)		8.460.742	3.170.392
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		8.377.197	3.111.757
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	21	83.545	58.635
Ganancia (pérdida)		8.460.742	3.170.392
Ganancia (pérdida) por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	117,0309	43,4718
Ganancia (pérdida) por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	117,0309	43,4718

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2013 al 31/03/2013 M\$	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		8.460.742	3.170.392
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(12.234)	(82.602)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(12.234)	(82.602)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(469.701)	(2.034.476)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(469.701)	(2.034.476)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		42.838	(215.400)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		42.838	(215.400)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(337.047)	-
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(337.047)	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con beneficios a los empleados de otro resultado integral		2.447	15.281
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		2.447	15.281
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral		(8.588)	39.849
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(8.588)	39.849
Otro Resultado Integral		(782.285)	(2.277.348)
Resultado Integral Total		7.678.457	893.044
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		7.595.567	837.360
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		82.890	55.684
Resultado Integral Total		7.678.457	893.044

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2013	340.106.755	-	-	-	(3.928.074)	(76.055)	(41.317)	30.323.393	26.277.947	16.893.358	383.278.060	5.799.408	389.077.468
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	(3.928.074)	- 76.055	- 41.317	30.323.393	26.277.947	16.893.358	383.278.060	5.799.408	389.077.468
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										8.377.197	8.377.197	83.545	8.460.742
Otro resultado integral					(473.191)	(298.654)	(9.785)		(781.630)		(781.630)	(655)	(782.285)
Resultado integral											7.595.567	82.890	7.678.457
Dividendos										(2.513.160)	(2.513.160)		(2.513.160)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios												(24.968)	(24.968)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control													
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(473.191)	(298.654)	(9.785)	-	(781.630)	5.864.037	5.082.407	57.922	5.140.329
Saldo Final al 31/03/2013	340.106.755	-	-	-	(4.401.265)	(374.709)	(51.102)	30.323.393	25.496.317	22.757.395	388.360.467	5.857.330	394.217.797

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	340.106.755	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	30.313.523	29.116.840	16.243.154	385.466.749	5.815.222	391.281.971
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	340.106.755	-	-	-	(1.349.838)	153.155	-	30.313.523	29.116.840	16.243.154	385.466.749	5.815.222	391.281.971
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										3.111.757	3.111.757	58.635	3.170.392
Otro resultado integral					(2.032.799)	(174.974)	(66.624)		(2.274.397)		(2.274.397)	(2.951)	(2.277.348)
Resultado integral											837.360	55.684	893.044
Dividendos										(913.543)	(913.543)		(913.543)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios												(17.231)	(17.231)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control													
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(2.032.799)	(174.974)	- 66.624,00	-	(2.274.397)	2.198.214	(76.183)	38.453	(37.730)
Saldo Final al 31/03/2012	340.106.755	-	-	-	(3.382.637)	(21.819)	- 66.624,00	30.313.523	26.842.443	18.441.368	385.390.566	5.853.675	391.244.241

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Directo
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2013 al 31/03/2013 M\$	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		108.653.898	111.291.117
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		108.600.397	111.157.272
Otros cobros por actividades de operación		-	14.940
		53.501	118.905
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(90.135.918)	(79.908.929)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(83.957.076)	(71.998.922)
Otros pagos por actividades de operación		(5.119.149)	(5.493.301)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(1.059.693)	(2.416.706)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		17.472.126	30.025.980
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		7.730	3.200
Compras de propiedades, planta y equipo		(10.672.411)	(14.710.972)
Intereses recibidos		395.076	359.164
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.269.605)	(14.348.608)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		6.000.000	-
Total importes procedentes de préstamos		6.000.000	-
Pagos de préstamos		(61.390.251)	(641.595)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(192.528)	-
Intereses pagados		(1.753.312)	(1.013.507)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(57.336.091)	(1.655.102)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(50.133.570)	14.022.270
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.323)	(12.019)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.323)	(12.019)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(50.134.893)	14.010.251
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		70.264.104	28.608.381
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	20.129.211	42.618.632

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.....	13
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.....	15
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	17
2.12.3. Programas informáticos.....	17
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 o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación.....	21
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	22
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	24
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	25
3.1. Generación eléctrica	25
3.2. Transmisión y subtransmisión	26
3.3. Distribución	26
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. Cuentas Comerciales Por Cobrar 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	56
16.1. Riesgo de negocio.....	56
16.1.1. Riesgo Regulatorio.....	56
16.2. Riesgo financiero.....	60
16.2.1 Tipo de cambio.....	60
16.2.2 Variación UF	61
16.2.3 Tasa de interés	61
16.2.4 Riesgo de liquidez.....	61
16.2.5 Riesgo de crédito	62
16.2.6 Instrumentos financieros por categoría.....	63
16.2.7 Instrumentos derivados.....	64
16.2.8 Valor justo de instrumentos financieros	65
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	67
18. Provisiones.....	67
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	67
18.2. Otras provisiones a corto plazo	68
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	69
18.4. Juicios y multas	71
19. Otros pasivos no financieros corrientes	72
20. Otros pasivos no financieros no corrientes	72
21. Patrimonio	73
21.1. Patrimonio neto de la Sociedad	73
21.1.1. Capital suscrito y pagado	73
21.1.2. Dividendos.....	73
21.1.3. Otras reservas.....	73
21.1.4. Diferencias de conversión	74
21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas	74
21.2. Gestión de capital	75
21.3. Restricciones a la disposición de fondos	75
21.4. Patrimonio de participaciones no controladores	75
22. Ingresos	76
23. Materias Primas y Consumibles Utilizados	76
24. Gastos de Personal.....	77
25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	77
26. Otros Gastos por Naturaleza.....	77
27. Resultados Financieros.....	78
28. Información por Segmento	78
29. Hechos Posteriores.....	83
30. Medio Ambiente	83
31. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	84
31.1. Garantías comprometidas con terceros.....	84
32. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	85
33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	85
34. Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos.....	86
35. Información Adicional sobre Deuda Financiera	87
36. Moneda Extranjera	89

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados

Al 31 de marzo de 2013 y al 31 de diciembre de 2012

(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 marzo de 2012 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 31 de marzo de 2012, 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 marzo de 2012, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., discontinuó las operaciones principales de su negocio y las traspaso 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 110 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.

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 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 8 de mayo de 2013. 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 2013:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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
NIF 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
NIF 10, NIF 11 y NIF 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
CINIF 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

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido impactos 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 aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados anuales, 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
Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
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
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

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 de la Administración de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros consolidados 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 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 cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del período.

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 de Eléctricas y filiales al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, respectivamente.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.

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:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,2067%	93,2067%	93,2067%
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%	99,9999%
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%	99,9164%
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%	99,3133%

Tal como se indica en la Nota N°1, en marzo de 2012 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 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, y "Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras", en el estado de resultados integral consolidado.

- 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 año, 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:

	31.03.2013	31.12.2012	31.03.2012
Dólar Estadounidense	472,03	479,96	487,44
Unidad de Fomento	22.869,38	22.840,75	22533,51

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\$403.215 por el período terminado al 31 de marzo de 2013 y a M\$406.500 por el período períodos terminado al 31 de marzo de 2012.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$563.721 por el período terminado al 31 de marzo de 2013 y a M\$482.915 por el período terminado al 31 de marzo de 2012.
- 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 incurren.

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

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

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, 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
Vehículos	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 periodo 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 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 ejercicios 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 ejercicio 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 o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas o negocios conjuntos por el método de la participación. Asociadas son sociedades en que tiene una influencia significativa y negocios conjuntos son aquellos acuerdos que se someten a control conjunto.

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 el pasivo 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".

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 Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir la Sociedad. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de 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 que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.19. 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. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

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, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del período.

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

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del ejercicio 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 período, 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 año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del año. 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 periodo 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 año 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 ejercicios.

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

2.26. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose por 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. Además, 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.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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

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

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

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

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (entre Quillota y 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, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos 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:** 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. Este se utiliza para abastecer a clientes libres de la distribuidora o de un generador que usen instalaciones 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. 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) **Peajes de subtransmisión:** Estos peajes serán indexados semestralmente en mayo y noviembre, de acuerdo con la publicación de los parámetros por parte de la CNE. Estos peajes dan cuenta del valor por el uso de las instalaciones de subtransmisión requeridas para el suministro de clientes.
- g) **Servicios complementarios (SSCC):** 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. A fines de 2012 se publicó en el Diario Oficial el DS N°130 que aprueba el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los SSCC, sin embargo, aún se está a la espera de que el CDEC prepare los procedimientos que permitan implementar dicho Reglamento.
- h) **Sistemas Medianos (SSMM):** 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 tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo ("CTLP") mediante

un proceso tarifario realizado cada 4 años que es liderado por la CNE.

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 de aquellas empresas que se encuentren bajo el precio promedio del sistema en un 5%.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados. Esto se conoce como indexación extraordinaria.
- 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. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Efectivo en Caja	1.691.192	2.979.782
Saldo en Bancos	1.258.266	1.677.475
Otros instrumentos de renta fija	17.179.753	65.606.848
Totales	20.129.211	70.264.105

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos, depósitos a 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	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	20.100.715	70.235.606
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	28.496	28.499
Totales		20.129.211	70.264.105

5. Otros Activos Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

		31/03/2013	31/12/2012
Otros activos financieros corriente	Moneda	Corriente M\$	Corriente M\$
Depósito a plazo en garantía (*)	USD	416.397	105.656
Derivado (**)	UF		64.877
Totales		416.397	170.533

(*) 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. Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/03/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	65.724.591	-	62.009.548	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	21.015.348	15.048.637	23.041.145	15.660.128
Totales	86.739.939	15.048.637	85.050.693	15.660.128

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/03/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	58.929.163	-	54.125.003	-
Otras cuentas por cobrar, neto	16.701.224	14.524.198	19.550.691	15.135.689
Totales	75.630.387	14.524.198	73.675.694	15.135.689

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/03/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	6.795.428	-	7.884.545	-
Otras cuentas por cobrar	4.314.124	524.439	3.490.454	524.439
Totales	11.109.552	524.439	11.374.999	524.439

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Facturados	61.481.520	60.930.110
Energía y peajes	37.325.565	34.445.120
Anticipos para importaciones y proveedores	446.702	886.732
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.493.982	2.980.061
Otros	20.215.271	22.618.197
No Facturados o provisionados	23.062.974	20.956.302
Peajes uso de líneas eléctricas	3.110.196	2.803.077
Energía en medidores (*)	18.737.637	17.227.261
Provisión ingresos por obras	846.602	526.452
Otros	368.539	399.512
Otros (Cuenta corriente empleados)	2.195.445	3.164.281
Totales	86.739.939	85.050.693
Provisión deterioro	(11.109.552)	(11.374.999)
Totales, Neto	75.630.387	73.675.694

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Convenios de pagos y créditos	3.701.222	3.226.444
Anticipos para importaciones y proveedores	815.241	1.286.243
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.340.584	3.506.513
Deudores materiales y servicios	4.024.241	6.031.218
Cuenta corriente al personal	2.195.445	3.164.281
Otros deudores	5.938.615	5.826.444
Totales	21.015.348	23.041.145
Provisión deterioro	(4.314.124)	(3.490.454)
Totales, Neto	16.701.224	19.550.691

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2013 es de M\$90.154.585 y al 31 de diciembre de 2012 es de M\$88.811.383.

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 marzo de 2013 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 746.841 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación en ventas de energía %
Residencial	668.365	39%
Comercial	46.476	26%
Industrial	5.249	22%
Otros	26.751	13%
Total	746.841	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 venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31/03/2013	31/12/2012
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	22.881.637	21.025.422
Con vencimiento entre tres y seis meses	528.430	638.697
Con vencimiento entre seis y doce meses	900.902	657.972
Con vencimiento mayor a doce meses	348.708	339.711
Total	24.659.677	22.661.802

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	4%	33%
181 a 270	38%	66%
271 a 360	68%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-13						Saldo al 31-12-12					
	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	413.264	59.566.872	4.862	2.945.092	418.126	62.511.964	413.283	58.011.816	5.142	3.235.571	418.425	61.247.387
Entre 1 y 30 días	246.502	14.068.015	2.535	1.002.037	249.037	15.070.052	229.509	12.988.997	2.611	790.863	232.120	13.779.860
Entre 31 y 60 días	61.730	6.685.022	1.030	463.168	62.760	7.148.190	62.038	6.425.451	1.044	179.062	63.082	6.604.513
Entre 61 y 90 días	4.107	727.174	99	15.564	4.206	742.738	4.710	680.752	112	18.775	4.822	699.527
Entre 91 y 120 días	2.641	261.412	67	13.709	2.708	275.121	2.831	282.726	90	11.999	2.921	294.725
Entre 121 y 150 días	2.142	216.506	57	9.886	2.199	226.392	2.318	240.613	90	16.503	2.408	257.116
Entre 151 y 180 días	1.623	222.091	34	7.365	1.657	229.456	1.820	244.327	43	6.609	1.863	250.936
Entre 181 y 210 días	1.578	232.889	35	5.561	1.613	238.450	1.541	161.355	41	6.821	1.582	168.176
Entre 211 y 250 días	1.845	256.904	60	9.925	1.905	266.829	1.873	580.501	51	6.367	1.924	586.868
Más de 250 días	30.355	9.714.332	1.105	421.477	31.460	10.135.809	29.613	10.017.939	1.096	208.222	30.709	10.226.161
Total	765.787	91.951.217	9.884	4.893.784	775.671	96.845.001	749.536	89.634.477	10.320	4.480.792	759.856	94.115.269

- e) Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la cartera en cobranza judicial y protestada es, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/03/2013		Saldo al 31/12/2012	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
	Documentos por cobrar protestados	266	130.640	206
Documentos por cobrar en cobranza judicial	429	5.793.159	461	6.554.359
Totales	695	5.923.798	667	6.664.608

- 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 2012	11.204.561
Aumentos (disminuciones) del período	1.246.121
Montos castigados	(551.244)
Saldo al 31 de diciembre 2012	11.899.438
Aumentos (disminuciones) del período	414.742
Montos castigados	(680.189)
Saldo al 31 de marzo de 2013	11.633.991

- g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/03/2013 M\$	31/03/2012 M\$
Provisión cartera no repactada	365.391	259.232
Provisión cartera repactada	49.351	375.249
Castigos del período	(680.189)	(19.058)
Recuperos del período	-	-
Totales	(265.447)	615.423

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de marzo de 2013, 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 entre compañías relacionadas, se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en las sociedades filiales Saesa y Frontel, y la Sociedad, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 15).

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	31/03/2013		31/12/2012	
							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\$	341.622	-	292.028	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.262	-	2.262	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.167	-	2.167	-
Totales							346.051	-	296.457	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2013		31/12/2012	
							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	-	2.730.881	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	16.043.596	-	16.007.711	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	6.771.216	-	4.255.641	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	300	-	214	-
Totales							25.545.993	-	22.994.447	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2013 M\$	31/03/2012 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	(231.414)	(416.070)

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 periodo 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 31 de marzo de 2013 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

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

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 31 de marzo de 2013 y 2012 son las siguientes:

Director	31/03/2013 M\$	31/03/2012 M\$
Iván Díaz-Molina	228	112
Jorge Lesser García-Huidobro	228	112
Totales	456	224

c) Durante el período 2013 y 2012, 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 31 de marzo de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.481.506	10.113.367	368.139
Materiales en tránsito	186.725	62.815	123.910
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.247.244	1.215.321	31.923
Petróleo	1.049.084	1.049.084	-
Totales	12.964.559	12.440.587	523.972

Al 31 de diciembre de 2012:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	9.634.932	9.298.274	336.658
Materiales en tránsito	205.725	97.110	108.615
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.596.523	1.570.939	25.584
Petróleo	1.258.147	1.258.147	-
Totales	12.695.327	12.224.470	470.857

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$54.087 para el período 2013 y un cargo de M\$77.846 para el período 2012.

Movimiento Provisión	31/03/2013 M\$	31/03/2012 M\$
Provisión Ejercicio	54.087	77.846
Aplicaciones a provisión	(971)	-
Totales	53.116	77.846

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:

Movimiento Provisión	31/03/2013 M\$	31/03/2012 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	6.348.024	3.925.782
Otros gastos por naturaleza (*)	455.830	367.520
Totales	6.803.854	4.293.302

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de marzo de 2013 ascienden a M\$3.737.764 (M\$3.562.695 en 2012) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2013 ascienden a M\$271.845 (M\$218.736 en 2012).

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto renta por recuperar	6.787.245	5.714.222
IVA Crédito fiscal por recuperar	347.403	408.959
Crédito por utilidades absorbidas	755.266	10.477
Crédito Sence	-	53.408
Diesel por recuperar	30.964	-
Crédito activo fijo	25.633	40.206
Totales	7.946.511	6.227.272

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto a la renta	1.201.752	778.681
Iva Débito fiscal	2.913.881	1.762.943
Otros	956.719	473.777
Totales	5.072.352	3.015.401

10. Otros Activos Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

	31/03/2013	31/12/2012
Otros activos financieros no corriente	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Remanente crédito fiscal	8.566.190	8.949.871
Totales	8.566.190	8.949.871

Este activo corresponde a remanente crédito fiscal, 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 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables, neto	29.238.330	28.890.657
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	2.068.917	1.721.244

Activos intangibles bruto	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	34.244.851	33.685.580
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	7.075.438	6.516.167

Amortización activos intangibles	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables	(5.006.521)	(4.794.923)
Servidumbres	-	-
Software	(5.006.521)	(4.794.923)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de marzo de 2013, es el siguiente:

Movimiento período 2013		Software, neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		1.721.244	27.169.413	28.890.657
Movime	Adiciones	559.270	-	559.270
	Gastos por amortización	(211.597)	-	(211.597)
	Total movimientos	347.673	-	347.673
Saldo final al 31 de marzo de 2013		2.068.917	27.169.413	29.238.330

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre 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
Movime	Adiciones	400.480	-	400.480
	Gastos por amortización	(1.038.733)	-	(1.038.733)
	Total movimientos	(638.253)	-	(638.253)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		1.721.244	27.169.413	28.890.657

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 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Rut	Compañía	31/03/2013	31/12/2012
		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 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	480.989.507	477.697.495
Construcción en Curso	70.133.661	68.390.499
Terrenos	15.328.779	15.332.666
Edificios	8.685.689	8.762.742
Planta y Equipo	372.450.455	370.614.979
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.150.081	1.161.265
Instalaciones Fijas y Accesorios	454.856	474.004
Vehículos de Motor	2.257.013	2.196.512
Bienes Arrendados (Leasing)	7.185.692	7.375.097
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.343.281	3.389.731

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	605.096.933	598.438.291
Construcción en Curso	70.133.661	68.390.499
Terrenos	15.328.779	15.332.666
Edificios	14.097.711	14.102.310
Planta y Equipo	481.247.560	475.863.772
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.388.620	3.363.432
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.264.424	1.265.449
Vehículos de Motor	4.506.239	4.318.343
Bienes Arrendados (Leasing)	8.630.709	8.775.703
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.499.230	7.026.117

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(124.107.426)	(120.740.796)
Edificios	(5.412.022)	(5.339.568)
Planta y Equipo	(108.797.105)	(105.248.793)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.238.539)	(2.202.167)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(809.568)	(791.445)
Vehículos de Motor	(2.249.226)	(2.121.831)
Bienes Arrendados (Leasing)	(1.445.017)	(1.400.606)
Otros	(3.155.949)	(3.636.386)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de marzo de 2013:

Movimiento año 2013	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, 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
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	68.390.499	15.332.666	8.762.742	370.614.979	1.161.265	474.004	2.196.512	7.375.097	3.389.731
Movimientos									
Adiciones	4.938.626	-	-	6.354.125	144.538	-	211.446	-	75.783
Retiros	(3.149.717)	-	-	(614.668)	(102)	-	(21.337)	-	(8.578)
Gastos por depreciación	-	-	(74.005)	(3.616.873)	(155.595)	(18.726)	(128.613)	(67.602)	(121.063)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(45.747)	(3.887)	(3.048)	(287.108)	(25)	(422)	(995)	(121.803)	7.408
Total movimientos	1.743.162	(3.887)	(77.053)	1.835.476	(11.184)	(19.148)	60.501	(189.405)	(46.450)
Saldo final al 31 de marzo de 2013	70.133.661	15.328.779	8.685.689	372.450.455	1.150.081	454.856	2.257.013	7.185.692	3.343.281

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012:

Movimiento año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, 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
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	57.396.858	15.247.659	9.001.938	347.793.142	1.441.272	571.905	2.646.140	7.367.162	3.191.762
Movimientos									
Adiciones	34.339.065	104.241	128.117	41.273.699	183.029	892	235.215	963.747	837.295
Retiros	(22.481.943)	-	(57.483)	(3.503.677)	(6.565)	(9.102)	(128.382)	-	(30.825)
Gastos por depreciación	-	-	(294.351)	(13.903.993)	(456.215)	(87.337)	(548.937)	(245.899)	(604.121)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(186.678)	-	-	-	-	(147.184)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(863.481)	(19.234)	(15.479)	(857.514)	(256)	(2.354)	(7.524)	(562.729)	(4.380)
Total movimientos	10.993.641	85.007	(239.196)	22.821.837	(280.007)	(97.901)	(449.628)	7.935	197.969
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	68.390.499	15.332.666	8.762.742	370.614.979	1.161.265	474.004	2.196.512	7.375.097	3.389.731

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\$403.215 por el período terminado al 31 de marzo de 2013, y a M\$406.500 por el período terminado al 31 de marzo de 2012, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$563.721 por el período terminado al 31 de marzo de 2013 y a M\$482.915 por el período terminado al 31 de marzo de 2012.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2013 y 31 de marzo de 2012 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. actual Sagesa 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 31 de marzo de 2013 de M\$ 171.637.

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

	31/03/2013			31/12/2012		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.046.474	27.951	1.018.523	1.064.054	40.413	1.023.641
Entre un año y cinco años	1.569.710	28.978	1.540.732	1.596.081	29.465	1.566.616
Más de cinco años				-	-	-
Totales	2.616.184	56.929	2.559.255	2.660.135	69.878	2.590.257

14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Consolidado correspondiente a los periodos 2013 y 2012, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	719.640	1.288.603
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	(743.765)	-
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	-
Otro gasto por impuesto corriente	2.045	2.194
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(22.080)	1.290.797
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	1.794.660	(839.937)
Otro gasto por impuesto diferido	-	(1)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.794.660	(839.938)
Gasto por impuesto a las ganancias	1.772.580	450.859

Con fecha 27 de marzo de 2013, 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, aumentó la tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente lo que rige a contar del año comercial 2012.

La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “Ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de marzo de 2013 y 2012, es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	10.233.322	3.621.251
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	(2.046.664)	(669.931)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	138.182	133.103
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	78.701	(68.983)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(97.209)	(10.912)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(875.464)	(2.907.500)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	940.337	3.037.201
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(2.111)	(247.602)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	96.856	333.326
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(5.208)	(49.561)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	274.084	219.072
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(1.772.580)	(450.859)
Tasa Impositiva Efectiva	17,32%	12,45%

14.2. Impuestos Diferidos

- a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo (*)	1.719.533	2.114.262	18.769.009	18.477.075
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	42.018	45.350	12.887	22.466
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	2.326.793	2.379.889	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	156.526	249.943	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	104.795	94.172	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	2.699.418	2.707.952	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	127.247	837.617	458.946	466.142
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	1.202.351	1.018.041	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	185.200	496.794	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	38.780	67.788	55.968	57.316
Impuestos diferidos relativos a Derivados	11.049	19.637	-	-
Leasing	511.851	518.051	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	67.283	58.051	-	-
Impuestos diferidos relativos a Impuestos específicos	536.327	554.883	-	-
Diferencia de cambio cuentas no monetarias	309.719	403.443	-	-
Diferencia de cambio	-	-	7.438	7.464
Total Impuestos Diferidos	10.038.890	11.565.873	19.304.248	19.030.463

- b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, de los estados de situación financiera consolidado 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	11.992.360	16.812.729
Otros incrementos (decrementos)	(426.487)	2.217.734
Saldo al 31 de diciembre de 2012	11.565.873	19.030.463
Incremento (decremento)	(1.526.983)	273.785
Saldo al 31 de marzo 2013	10.038.890	19.304.248

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 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/03/2013		31/12/2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	43.827.276	-	44.219.616	-
Bonos	13.997.532	307.325.405	65.095.987	309.318.937
Derivado	1.343.042	-	447.627	-
Leasing	1.018.523	1.540.732	1.023.641	1.566.616
Totales	60.186.373	308.866.137	110.786.871	310.885.553

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente					
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente		
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-03-2013	1 a 3 años	3 a 5 años	al 31-03-2013		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	USD	semestral	0,82%	Sin Garantía	-	-	-	6.007.609	6.007.609	-	-	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,96%	Sin Garantía	-	-	11.933.236	-	11.933.236	-	-	-	-	
Chile	USD	Cuatrimestral	0,96%	Sin Garantía	-	-	5.966.618	-	5.966.618	-	-	-	-	
Chile	USD	Semestral	0,94%	Sin Garantía	-	-	5.871.112	-	5.871.112	-	-	-	-	
Chile	USD	Semestral	0,85%	Sin Garantía	-	-	-	8.977.076	8.977.076	-	-	-	-	
Chile	Pesos	Cuatrimestral	6,50%	Sin Garantía	-	-	5.071.625	-	5.071.625	-	-	-	-	
Totales					-	-	28.842.591	14.984.685	43.827.276	-	-	-	-	

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2012	1 a 3 años	3 a 5 años	al 31-12-2012
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	Pesos	Mensual	6,10%	Sin Garantía	-	6.007.280	-	-	6.007.280	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimestral	0,96%	Sin Garantía	-	-	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimestral	0,94%	Sin Garantía	-	-	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,96%	Sin Garantía	-	-	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,85%	Sin Garantía	-	-	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimestral	6,50%	Sin Garantía	-	-	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-
Totales					-	6.007.280	16.999.237	21.213.099	44.219.616	-	-	-

- c) El desglose por banco de los "Préstamos Bancarios", vigentes al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo 2013						
						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	97.030.000-7	USD	0,82%	Semestral	-	6.007.609	6.007.609	-	-	-	-
SAESA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	Semestral	11.933.236	-	11.933.236	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,85%	Semestral	-	8.977.076	8.977.076	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	CUATRIMESTRAL	5.966.618	-	5.966.618	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,94%	CUATRIMESTRAL	5.871.112	-	5.871.112	-	-	-	-
FRONTEL	SCOTIABANK	97.018.000-1	PESOS	6,50%	CUATRIMESTRAL	5.071.625	-	5.071.625	-	-	-	-
Totales						28.842.591	14.984.685	43.827.276	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 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 BBVA	96526410-8	Pesos	6,10%	Mensual	6.007.280	-	6.007.280	-	-	-	-
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,96%	Semestral	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,85%	Semestral	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,96%	CUATRIMESTRAL	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-8	USD	0,94%	CUATRIMESTRAL	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-
FRONTEL	SCOTIABANK	97018000-1	PESOS	6,50%	CUATRIMESTRAL	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-
Totales						23.006.517	21.213.099	44.219.616	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, 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 31-03-2013 M\$	1 a 3 años M\$		3 a 5 años M\$
Chile	UF	Anual	3,48%	Sin Garantía	-	-	-	3.757.644	3.757.644	10.078.219	6.860.814	-	16.939.033
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.926.448	1.926.448	11.434.690	7.176.848	1.872.559	20.484.097
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	24.727	24.727	-	-	22.000.846	22.000.846
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	-	883.753	-	883.753	-	-	55.704.116	55.704.116
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.361.008	1.361.008	3.920.465	2.613.643	9.147.753	15.681.861
Chile	UF	Anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.701.383	2.701.383	-	-	90.263.732	90.263.732
Chile	UF	Anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	3.342.569	3.342.569	-	-	86.251.720	86.251.720
Totales					-	-	883.753	13.113.779	13.997.532	25.433.374	16.651.305	265.240.726	307.325.405

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 31-12-2012 M\$	1 a 3 años M\$		3 a 5 años M\$
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	55.297.647	55.297.647	-	-	-	-
Chile	UF	Anual	3,48%	Sin Garantía	-	-	-	3.564.534	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	16.892.956
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	190.203	-	190.203	11.420.375	7.147.990	3.762.573	22.330.938
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	227.765	-	227.765	-	-	21.968.793	21.968.793
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	-	-	351.435	351.435	-	-	55.619.406	55.619.406
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
Chile	UF	Anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.780.208	1.780.208	-	-	90.137.099	90.137.099
Chile	UF	Anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.189.769	2.189.769	-	-	86.054.924	86.054.924
Totales					-	-	417.968	64.678.019	65.095.987	25.376.663	16.610.586	267.331.688	309.318.937

(*) El 20 de diciembre de 2012, la filial Saesa colocó la serie L por UF 2.500.000, cuyo objetivo principal fue el pago de la serie F.

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2013						
					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	-	1.361.008	1.361.008	3.920.465	2.613.643	9.147.753	15.681.861
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	3,48%	Sin Garantía	-	3.757.644	3.757.644	10.078.219	6.860.814	-	16.939.033
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.926.448	1.926.448	11.434.690	7.176.848	1.872.559	20.484.097
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	24.727	24.727	-	-	22.000.846	22.000.846
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	883.753	-	883.753	-	-	55.704.116	55.704.116
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	2.701.383	2.701.383	-	-	90.263.732	90.263.732
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	3.342.569	3.342.569	-	-	86.251.720	86.251.720
Totales					883.753	13.113.779	13.997.532	25.433.374	16.651.305	265.240.726	307.325.405

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 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	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
SAESA	BONO SERIE F/N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	55.297.647	55.297.647	-	-	-	-
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	3,48%	Sin Garantía	-	3.564.534	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	16.892.956
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	190.203	-	190.203	11.420.375	7.147.990	3.762.573	22.330.938
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	227.765	-	227.765	-	-	21.968.793	21.968.793
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	351.435	351.435	-	-	55.619.406	55.619.406
ELECTRICAS	BONO SERIE E/N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.780.208	1.780.208	-	-	90.137.099	90.137.099
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.189.769	2.189.769	-	-	86.054.924	86.054.924
Totales					417.968	64.678.019	65.095.987	25.376.663	16.610.586	267.331.688	309.318.937

f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, 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 31/03/13 M\$	1 a 5 años M\$	
Chile	USD	Semestral	1,88%	Con Garantía	-	-	-	1.018.523	1.018.523	1.540.732	-	1.540.732
Totales					-	-	-	1.018.523	1.018.523	1.540.732	-	1.540.732

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 31-12-2012 M\$	1 a 5 años M\$	
Chile	USD	Semestral	1,88%	Con Garantía	-	-	-	1.023.641	1.023.641	1.566.616	-	1.566.616
Totales					-	-	-	1.023.641	1.023.641	1.566.616	-	1.566.616

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

	31/03/2013			31/12/2012		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.046.474	27.951	1.018.523	1.064.054	40.413	1.023.641
Entre un año y cinco años	1.569.710	28.978	1.540.732	1.596.081	29.465	1.566.616
Más de cinco años				-	-	-
Totales	2.616.184	56.929	2.559.255	2.660.135	69.878	2.590.257

g) Colocación de Bonos y covenants

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie D

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de escritura pública de fecha 13 de octubre de 2008, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 26 de noviembre de 2008, complementado por escritura pública de fecha 5 de diciembre de 2008, modificado por escritura pública de fechas 15 de marzo de 2012 y 13 de febrero de 2012, todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 559.

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, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes; y como "EBITDA ajustado consolidado" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como "Gastos Financieros Netos" la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación

Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie E

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 646.

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 las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos

Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. y como "EBITDA" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Con fecha 17 de diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con sus filiales celebró un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Saesa

Bono Serie G

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 6 de septiembre de 2002, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escrituras públicas de fechas 16 de septiembre de 2002, 28 de noviembre de 2002, 26 de diciembre de 2002, 8 de enero de 2003, 4 de enero de 2006, 8 de febrero de 2006, 13 de noviembre de 2007, 9 de octubre de 2008 y 28 de octubre de 2010, todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 301. Con fecha 19 de diciembre de 2007, con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, se colocaron un total de 300 bonos en una serie única denominada "Serie G", por un monto total de 300.000 Unidades de Fomento. En octubre de 2008, se colocaron un total de 300.000 Unidades de Fomento con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G. Adicionalmente, en octubre del año 2009 se colocaron bonos por un monto de 300.000 Unidades de Fomentos adicionales en esta serie. Los fondos fueron utilizados para refinanciar las amortizaciones del año de la Serie E, con las siguientes restricciones:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo

Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.

- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.
- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie I, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 664.

Con fecha 5 de octubre de 2012, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie I en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie , el cual fue modificado por

escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2012, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de

2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2012, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2012, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012. Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 397.

Con fecha 20 de marzo de 2013, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

- La Sociedad y sus Filiales no podrán otorgar préstamos de dinero a terceros, salvo por aquellos: (i) vigentes a la fecha del Contrato de Emisión otorgados por la Sociedad sus Filiales, según sea el caso; o (ii) aquellos que se efectúen a personas o sociedades Relacionadas, sociedades Coligadas o empleados de la Sociedad o de sus Filiales o

Coligadas; o (iii) préstamos a clientes o entidades públicas, tales como municipalidades u otras, en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Filial Frontel

Bono Serie A

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco BICE, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 20 de abril de 2005, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de mayo de 2005, , 10 de junio de 2005, 13 de junio de 2005, 22 de junio de 2005, 5 de julio de 2005, 9 de octubre de 2008, y 27 de octubre de 2010. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 416.

Con fecha 15 de julio de 2005, la filial Frontel colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros del Emisor.
- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será

reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

Al 31 de marzo de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

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 están expuestas 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 filial 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 marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la “Ley Net Metering” que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como “Ley de Concesiones” el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas; la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros y la “Ley 20-20”, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la filial SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al 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 horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales 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 toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

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. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre

de 2016. La Sociedad y sus filiales de distribución no tendrán cambios que impliquen una disminución de sus tarifas por estos decretos. Más aún produce un aumento sobre los ingresos de actividades ordinarias anuales de 2,3% (\$ 7.000 millones al año).

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 Edelayesen, 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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso y para mediados de año se esperan los dictámenes del Panel de Expertos, luego de que en marzo 2013 se presentaran las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Estas resoluciones serán posteriormente incluidas por la CNE para la determinación de los precios que posteriormente deban publicarse en el diario oficial mediante un nuevo decreto de SSAA que rija por los próximos cuatro años. Se espera que para fines de 2013 se publique el mencionado decreto.

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 regían 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 vió 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 sufrido en la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) ha llevado a que el decreto fuera publicado el 9 de abril de 2013 dando por concluido este proceso tarifario y con ello, se aplicaran de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados. Durante los próximos 60 días la autoridad regulatoria emitirá aclaraciones respecto de la forma en que este decreto se debe aplicar y los parámetros de cálculo para reflejar cambios en el cliente final. Hasta que estos lineamientos no estén totalmente claros no se han contabilizado efectos en los estados financieros por este concepto.

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 consolidados de la compañía. Tal como se comentó anteriormente al inicio de la aplicación de este decreto habría mayores ingresos, por su carácter de retroactivo desde enero de 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 quedó 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.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, la SEC emitió su 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, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por 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 realizara 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. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno, junto a otras empresas cooperativas, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente 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.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado un par de procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Se espera que el primer proceso se inicie durante el primer semestre del 2013 y se adjudique dentro del mismo año, mientras que para el segundo proceso se espera se inicie durante el segundo semestre del 2013 y se adjudique durante el 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 un año muy seco 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.

Durante el año 2012 se pusieron en operación comercial las centrales Bocamina II y Santa María que en conjunto aportan al sistema alrededor de 750 MW, en tanto que a principios del 2013 inició su operación la central Campiche de 270 MW.

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.

También la Sociedad y sus filiales toman deudas en moneda distinta a su moneda funcional y para protegerse de esas variaciones realizan coberturas.

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa fija:

Empresa	Fecha suscripción	Monto MUSD	Monto CLP M\$
Saesa	29-10-2012	25.177	11.884.525
Saesa	23-01-2013	12.708	5.998.475
STS	24-12-2012	18.975	8.956.548
Frontel	29-10-2012	12.589	5.942.262
Frontel	15-11-2012	12.394	5.850.403

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 CLP).

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 3,8%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de marzo, las cuentas de balance de Sagesa presentan un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$105.681, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Así mismo, al 31 de diciembre, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$159.838, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

16.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, aproximadamente el 80% 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). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance. El 87% de la deuda financiera está estructurada en UF.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF (en base anual) por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$395.726.

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 94% 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\$58 durante el periodo. Para este análisis, no se consideran los créditos a tasa variable que hayan sido cubierto por un swap a tasa fija. 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:

	31-03-2013	31-03-2012
Tasa Interés Variable	6%	7%
Tasa Interés Protegida	0%	9%
Tasa Interés Fija	94%	84%

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 88% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deuda anuales y/o semestrales 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.

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

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

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	4%	33%
181 a 270	38%	66%
271 a 360	68%	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 31/03/13	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	90.154.585	-	-	90.154.585
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	346.051	-	-	346.051
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	2.950.170	17.179.753	-	20.129.923
Otros Activos Financieros, No Corriente	8.566.190	-	-	8.566.190
Totales	102.016.996	17.179.753	-	119.196.749

Activos financieros al 31/12/12	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	64.877	64.877
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	88.811.383	-	-	88.811.383
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	296.457	-	-	296.457
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	54.741.813	15.522.292	-	70.264.105
Otros Activos Financieros, No Corriente	8.949.871	-	-	8.949.871
Totales	152.799.524	15.522.292	64.877	168.386.693

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/03/13	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	367.709.468	-	367.709.468
Otros pasivos financieros, Derivado	-	1.343.042	1.343.042
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	39.397.188	-	39.397.188
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	25.545.993	-	25.545.993
Totales	432.652.649	1.343.042	433.995.691

Pasivos financieros al 31/12/12	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	421.224.797	-	421.224.797
Otros pasivos financieros, Derivado	-	447.627	447.627
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	38.233.770	-	38.233.770
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	22.994.447	-	22.994.447
Totales	482.453.014	447.627	482.900.641

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.

Las filiales Saesa, STS y Frontel han tomado créditos en USD mencionados en la nota 16.2.1, con una cobertura de Cross Currency Swap a pesos a tasa fija, además de un crédito en CLP tomado por la Filial Saesa con un Swap de tasa variable a tasa fija.

Las condiciones principales (monto y plazo) de los instrumentos de cobertura y de la transacción cubierta son las mismas, y al momento del cierre de la cobertura quedan compensadas.

Empresa	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	USD		CLP	
				Compañía recibe		Compañía paga	
				Nocional MUSD	Tasa interés	Nocional M\$	Tasa interés
Saesa	Cross Currency Swap	29/10/2012	26/06/2013	25.177	USD + 0,9644%	12.117.920	CLP + 6,43%
Saesa	Cross Currency Swap	23/01/2013	22/07/2013	12.708	USD + 0,8182%	6.000.000	CLP + 6,10%
STS	Cross Currency Swap	24/12/2012	21/06/2013	18.975	USD + 0,8506%	9.000.000	CLP + 6,46%
Frontel	Cross Currency Swap	29/10/2012	26/06/2013	12.589	USD + 0,9644%	6.058.960	CLP + 6,43%
Frontel	Cross Currency Swap	15/11/2012	03/06/2013	12.394	USD + 0,937%	6.000.000	CLP + 6,40%

Al 31 de marzo de 2013, 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	31.03.2013	31.12.2012	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (**)	Saesa	(796.632)	(247.192)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Saesa	0	64.877	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	Frontel	(546.410)	(200.435)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total		(1.343.042)	(382.750)			

- (*) 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 31.03.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.691.192	1.691.192
Saldo en Bancos	1.258.266	1.258.266
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	75.630.387	75.630.387

Pasivos Financieros - al 31.03.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	43.827.276	43.894.748
Bonos	321.322.937	340.678.370
Leasing	2.559.255	2.604.034
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	39.397.188	39.397.188

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

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

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.
- 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 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	23.856.945	20.265.265
Proveedores por compra de combustible y gas	1.672.272	1.448.585
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	698.118	297.939
Cuentas por pagar bienes y servicios	7.618.848	10.501.798
Dividendos por pagar a terceros	111.237	88.720
Cuentas por pagar instituciones fiscales	315.962	246.615
Otras cuentas por pagar	5.123.806	5.384.848
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	39.397.188	38.233.770

18. Provisiones

18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	782.625	1.249.721
Provisión por beneficios anuales	1.348.925	3.853.378
Totales	2.131.550	5.103.099

b) El movimiento de las provisiones durante 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	5.103.099
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(579.085)
Provisión utilizada	(2.392.464)
Total movimientos en provisiones	(2.971.549)
Saldo final al 31 de marzo de 2013	2.131.550

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	4.233.971
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.457.066
Provisión utilizada	(2.304.957)
Reversos de provisión no utilizada	(282.981)
Total movimientos en provisiones	869.128
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	5.103.099

18.2. Otras provisiones a corto plazo

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	31/03/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	880.696	1.135.486
Totales	880.696	1.135.486

b) El movimiento de las provisiones durante 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	1.135.486
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	76.570
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(81.433)
Provisión utilizada	(249.903)
Reversos de provisión no utilizada	(24)
Total movimientos en provisiones	(254.790)
Saldo final al 31 de marzo de 2013	880.696

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	1.162.912
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	354.515
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(162.606)
Provisión utilizada	(98.406)
Reversos de provisión no utilizada.	(120.929)
Total movimientos en provisiones	(27.426)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	1.135.486

18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Indemnización por años de servicio	5.463.188	5.332.746
Totales	5.463.188	5.332.746

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período al 31 de marzo 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	5.332.746
Costo por intereses	59.944
Costo del servicio del período	99.982
Pagos en el período	(41.754)
Variación actuarial	12.270
Saldo al 31 de marzo de 2013	5.463.188

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	5.021.256
Costo por intereses	331.485
Costo del servicio del período	267.964
Pagos en el período	(364.624)
Variación actuarial	76.665
Saldo al 31 de diciembre de 2012	5.332.746

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Costo por intereses	59.944	104.562
Costo del servicio del período	99.982	69.498
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	159.926	174.060
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	12.270	82.602
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	172.196	256.662

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012

Tasa de descuento (nominal)	7,1%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,5%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Al 31 de marzo de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento supone una disminución de M\$410.204 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$478.455 en caso de una baja en la tasa.

Al 31 de marzo de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial supone un aumento de M\$488.047 en caso de un aumento en la tasa y una disminución de M\$426.008 en caso de una baja en la tasa.

f) Antes de la aplicación de la modificación a la NIC 19, la Sociedad registraba todos los efectos de cambio de su pasivo actuarial en el Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida). Con la entrada en vigencia de la mencionada enmienda, y según el criterio contable descrito en la nota 2.18, la Sociedad reclasificó desde Ganancia (pérdida) de Resultado Integral a Otro Resultado Integral, las Ganancias y pérdidas actuariales registradas en 2012. Al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo a Otro resultado integral de M\$ 76.665. Al 31 de marzo de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo a Otro Resultado Integral de M\$ 82.602.

18.4. Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados, 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	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Hualhuen Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1ª instancia	121.600
SAESA	7º Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1ª instancia	21.455
SAESA	1º Juzgado de Letras de Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	Indeterminado
SAESA	16º Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1ª instancia	21.455
SAESA	2º Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	21.455
SAESA	1º Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	21.455
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	33.000
SAESA	Juzgado de Letras de Río Bueno	261-12	Demanda de indemnización de perjuicios (Marchmar con SAESA)	Pendiente en 2ª instancia	325.000
SAESA	1º Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en 1ª instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	M-151-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Delgado con ESE ING. Y SAESA)	Sentencia definitiva acoge demanda. Recurso de Nulidad rechazado	2.000
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-199-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Jaramillo con ESE ING. Y SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	1.784
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-37-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Jaramillo con ESE ING. Y SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	1.614
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-6-2013	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Mancilla, Poblete y otros con ESE ING. Y SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	48.831
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-8-2013	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Pérez con ESE ING. Y SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	5.132
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	M-7-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Pichicon con ESE ING. Y SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	861
FRONTEL	3º Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	15.000
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Demanda rechazada en primera instancia. Proceso pendiente en 2ª instancia	477.000
FRONTEL	3º Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	22.869
FRONTEL	4º Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	2.903.336
FRONTEL	Juzgado de Letras de Traiguén	100-2011	Demanda de término de servidumbre (Tramolao con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	Indeterminado
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	22.013
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	4890-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Leal con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	18.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nacimiento	94-2012	Demanda de término de servidumbre (Godoy con FRONTEL)	Pendiente en 1ª instancia	22.869
FRONTEL	2º Juzgado Civil de Osorno	171-2013	Demanda de indemnización extracontractual de perjuicios (Martínez con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1ª instancia	22.841
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1ª 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 2ª instancia	22.869
EDELAYSEN	Juzgado Laboral de Coronel	O-5-2013	Demanda laboral por responsabilidad subsidiaria (Constanzo Jaña con MR Ingeniería y Construcción, y EDELAYSEN)	Proceso pendiente	3.657
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo de Concepción	O-47-2013	Demanda laboral por responsabilidad subsidiaria (Aguayo con MR Ingeniería y Construcción, y EDELAYSEN)	Proceso pendiente	3.811
LUZ OSORNO	2º Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con SAESA)	Proceso pendiente en 1ª instancia	64.405
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1ª.	Indeterminado

Adicionalmente a las contingencias por juicios señaladas en cuadro anterior (en los que la Sociedad y sus filiales son demandadas), en 2012 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 y que se encuentra en primera instancia.

Al 31 de marzo de 2013, 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\$
LUZ OSORNO	Res. Ex. 299 de fecha 04.02.2013	Vialidad	No solicitar permiso para atravesado.	Invalidación pendiente	6.013
Multas pendientes					
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	20.043
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	7.215
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.620
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	20.043
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	30.064
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	219.345
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.203
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada.	2.886
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	26.055
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	8.017

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados 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 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/03/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	14.371.023	14.507.596
Otras obras de terceros	5.803.030	6.093.654
Total otros pasivos no financieros corrientes	20.174.053	20.601.250

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 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	31/03/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	11.613.996	11.641.639
Otros pasivos no financieros no corrientes	133.516	133.168
Totales	11.747.512	11.774.807

21. Patrimonio

21.1. Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2013 y 2012, 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 29 de abril de 2012 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2011, lo que significó la distribución de M\$11.000.000.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año 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 ejercicios.

21.1.3. Otras reservas

El detalle al 31 de marzo de 2013 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de marzo de 2013 M\$
		Trasposos enero a marzo de 2013 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a marzo de 2013 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(3.928.074)		(473.191)		(4.401.265)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	(76.055)			(298.654)	(374.709)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(41.317)				(9.785)
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605				19.506.605
Totales	26.277.947	0	(473.191)	(298.654)	25.496.317

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\$9.870 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 2012.

El detalle al 31 de marzo de 2012 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas			Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	Saldo al 31 de marzo de 2012 M\$
		Trasposos enero a marzo de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2012 M\$	Reservas de cobertura M\$		
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.349.838)		(2.032.799)			(3.382.637)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	153.155			(174.974)		(21.819)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales					(66.624)	(66.624)
Otras reservas varias	10.806.918					10.806.918
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605					19.506.605
Totales	29.116.840	0	(2.032.799)	(174.974)	(66.624)	26.842.443

21.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2013 M\$	31/03/2012 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(921.475)	(750.466)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	(3.475.481)	(2.632.171)
Eletrans S.A.	(4.309)	-
Totales	(4.401.265)	(3.382.637)

21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo de 2013, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/13	16.520.322	373.036	16.893.358
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	8.377.197		8.377.197
Provisión dividendo mínimo del año	(2.513.160)		(2.513.160)
Saldo final al 31/03/13	22.384.359	373.036	22.757.395

La utilidad distributable del período 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$8.377.197.

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo 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	3.111.757		3.111.757
Provisión dividendo mínimo del año	(913.543)		(913.543)
Saldo final al 31/03/12	18.068.332	373.036	18.441.368

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\$3.111.757.

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 31 de marzo 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 31 de marzo de 2013 y 2012 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de marzo de 2013 y 2012, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores Ganancia (pérdida)	
		31/03/2013	31/12/2012	31/03/2013	31/12/2012	31/03/2013	31/03/2012	31/03/2013	31/12/2012	31/03/2013	31/03/2012
		%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,79330	6,79330	64.449.995	63.929.774	744.724	599.297	4.378.281	4.342.941	50.591	40.712
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	21.169.607	21.411.602	114.507	608.681	281	285	2	8
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	0,08364	0,08364	378.904.327	374.875.890	6.396.077	4.681.951	316.928	313.559	5.349	3.916
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	0,68666	0,80844	164.483.976	161.687.043	3.962.577	1.649.761	1.129.444	1.110.238	27.209	13.337
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	21.432.556	21.668.114	123.650	616.512	16.093	16.271	92	462
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	0,00001	0,00001	82.362.547	80.715.015	2.338.248	2.065.260	4	5	-	-
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00290	0,00290	562.759.967	556.198.332	10.443.856	6.890.968	16.299	16.109	302	200
Totales								5.857.330	5.799.408	83.545	58.635

22. Ingresos

El detalle de este rubro en las cuentas de resultados consolidados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Venta de Energía	77.789.040	76.937.443
Ventas de energía	77.789.040	76.937.443
Otras Prestaciones y Servicios	2.227.613	2.196.127
Apoyos	286.831	276.349
Arriendo de medidores	339.639	349.529
Cortes y reposición	632.859	655.454
Pagos fuera de plazo	798.948	738.072
Otros	169.336	176.723
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	80.016.653	79.133.570

Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	3.336.440	2.218.819
Venta de materiales y equipos	970.813	1.361.305
Arrendamientos	640.474	642.784
Intereses créditos y préstamos	228.257	158.138
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.208.909	1.079.477
Otros Ingresos	423.426	576.063
Total Otros ingresos, por naturaleza	6.808.319	6.036.586

23. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	46.596.508	47.795.906
Combustibles para generación y materiales	6.357.794	9.218.438
Totales	52.954.302	57.014.344

24. Gastos de Personal

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Gastos de Personal	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	5.141.048	4.353.442
Provisión costo de vacaciones	(357.445)	(296.292)
Otros costos de personal	332.296	337.778
Indemnización por años de servicios	239.516	364.352
Activación costo de personal	(563.721)	(482.915)
Totales	4.791.694	4.276.365

25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	4.182.477	3.776.025
Amortizaciones de Intangibles	211.597	313.222
Totales	4.394.074	4.089.247

26. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	2.405.066	2.753.587
Sistema generación	637.083	698.445
Mantención medidores, ciclo comercial	2.071.951	2.085.439
Operación vehículos, viajes y viáticos	318.859	342.613
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	44.173	40.593
Provisiones y Castigos	447.334	696.065
Gastos de administración	1.910.264	1.856.126
Otros gastos por naturaleza	2.857.183	1.202.040
Totales	10.691.913	9.674.908

27. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	398.085	358.480
Otros ingresos financieros	92.784	23.071
Total Ingresos Financieros	490.869	381.551

Costos Financieros	31/03/2013	31/03/2012
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(706.605)	(386.961)
Gastos por bonos	(3.632.844)	(3.530.064)
Gastos por leaseback	(11.797)	(18.930)
Otros gastos financieros	(312.989)	(263.008)
Activación gastos financieros	403.215	406.500
Total Costos Financieros	(4.261.020)	(3.792.463)

Resultado por unidades de reajuste	(266.469)	(3.602.466)
Diferencias de cambio	100.673	435.382
Positivas	171.994	767.424
Negativas	(71.321)	(332.042)
Total Costos Financieros	(4.426.816)	(6.959.547)

Total Resultado Financiero	(3.935.947)	(6.577.996)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

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	
	31/03/13	31/12/12	31/03/13	31/12/12	31/03/13	31/12/12	31/03/13	31/12/12	31/03/13	31/12/12	31/03/13	31/12/12	31/03/13	31/12/12
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.799.707	62.671.072	405.063	338.911	1.580.433	241.478	1.416.929	1.237.519	2.438.952	1.790.439	-	-	15.641.084	66.279.419
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	64.877	-	-	-	-	-	-	-	64.877
Otros activos no financieros corrientes	272.496	239.407	20.353	9.502	197.101	200.972	19.376	-	171.121	159.074	-	-	680.447	808.955
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	36.496.635	35.720.607	2.721.858	2.485.246	4.499.917	6.311.133	2.683.723	2.266.130	4.008.012	3.794.975	-	-	50.422.145	50.589.091
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	28.518.865	26.933.114	6.835	36.973	14.251	14.605	6.750.653	6.709.778	8.156.055	8.112.783	(42.497.436)	(40.927.907)	949.223	878.746
Inventarios corrientes	5.608.940	5.238.442	167.232	186.436	866.902	682.333	-	-	1.366.938	1.348.369	-	-	8.010.112	7.455.590
Activos por Impuestos corrientes, corriente	3.076.252	1.826.355	153.825	71.694	33.899	2.935	83.487	91.647	515.011	515.966	-	-	3.862.474	2.508.597
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	83.774.895	132.628.997	3.475.166	3.138.162	7.192.503	7.518.333	10.964.168	10.305.074	16.656.089	15.721.606	(42.497.436)	(40.927.907)	79.565.385	128.384.265
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	83.774.895	132.628.997	3.475.166	3.138.162	7.192.503	7.518.333	10.964.168	10.305.074	16.656.089	15.721.606	(42.497.436)	(40.927.907)	79.565.385	128.384.265
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	7.185.303	7.704.170	-	-	-	-	-	-	7.185.303	7.704.170
Otros activos no financieros, no corrientes	507	507	-	-	59.430	59.430	62.885	63.942	1.059	1.059	-	-	123.881	124.938
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	11.479.762	11.730.444	142.874	159.378	130.810	153.088	-	-	123.552	151.232	-	-	11.876.998	12.194.142
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	164.219.702	161.770.666	-	-	-	-	-	-	-	-	(164.219.702)	(161.540.259)	-	230.407
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.213.171	4.858.241	25.182	25.290	19.164.027	19.164.136	-	-	35.136	35.244	-	-	24.437.516	24.082.911
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	134.961.773	134.981.434	15.585.830	15.575.575	111.361.301	109.136.336	-	-	57.515.883	57.093.397	-	-	319.424.787	316.786.742
Activos por impuestos diferidos	3.262.430	4.514.557	86.626	94.132	3.019.672	3.065.749	69.280	69.282	133.089	149.704	-	-	6.571.097	7.893.424
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	493.553.351	492.271.855	15.840.512	15.854.375	140.920.543	139.282.909	132.165	133.224	57.808.719	57.430.636	(164.219.702)	(161.540.259)	544.035.588	543.432.740
TOTAL ACTIVOS	577.328.246	624.900.852	19.315.678	18.992.537	148.113.046	146.801.242	11.096.333	10.438.298	74.464.808	73.152.242	-206.717.138	-202.468.166	623.600.973	671.817.005
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES														
Otros pasivos financieros corrientes	25.135.039	77.990.633	-	-	9.172.086	9.108.522	-	-	-	-	-	-	34.307.125	87.099.155
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18.810.008	17.495.342	1.250.334	1.234.818	2.849.643	2.498.047	1.020.401	1.123.737	2.618.741	1.864.645	-	-	26.549.127	24.216.589
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	23.642.318	21.638.527	973.613	1.222.442	32.244.943	33.112.571	2.701.204	2.130.425	1.201.314	987.117	(42.497.436)	(37.935.303)	18.265.956	18.163.175
Otras provisiones corrientes	237.169	293.609	50.363	21.951	262.958	263.751	92.477	92.756	15.894	43.160	-	-	658.861	715.227
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	1.949.847	1.092.891	613.297	399.283	962.794	497.713	33.299	46	260.132	250.770	-	-	3.819.369	2.240.703
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.066.795	2.510.906	38.986	87.496	92.858	364.090	0	0	258.573	420.848	-	-	1.457.212	3.383.340
Otros pasivos no financieros corrientes	9.573.624	9.391.959	397.619	448.726	688.997	767.146	-	-	620.768	652.739	-	-	11.281.008	11.260.570
Total Pasivos Corrientes en Operación	80.414.800	130.413.867	3.324.212	3.414.716	46.274.279	46.611.840	3.847.381	3.346.964	4.975.422	4.219.279	-42.497.436	-40.927.907	96.338.658	147.078.759
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	80.414.800	130.413.867	3.324.212	3.414.716	46.274.279	46.611.840	3.847.381	3.346.964	4.975.422	4.219.279	-42.497.436	-40.927.907	96.338.658	147.078.759
PASIVOS NO CORRIENTES														
Otros pasivos financieros no corriente	115.128.092	116.812.093	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	115.128.092	116.812.093
Pasivo por impuestos diferidos	117.683	131.795	931.134	919.076	7.438.891	7.425.262	1.257	1.046	4.746.556	4.721.045	-	-	13.235.521	13.198.224
Otros pasivos no financieros no corrientes	14.689	13.287	364	364	11.699.541	11.726.324	-	-	21.429	21.210	-	-	11.736.023	11.761.185
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.748.655	2.653.920	51.262	48.834	337.788	322.801	-	-	271.406	260.934	-	-	3.409.111	3.286.489
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	118.009.119	119.611.095	982.760	968.274	19.476.220	19.474.367	1.257	1.046	5.039.391	5.003.189	0	0	143.508.747	145.057.991
TOTAL PATRIMONIO NETO	378.904.327	374.875.890	15.008.706	14.609.547	82.362.547	80.715.015	7.247.695	7.090.288	64.449.995	63.929.774	-164.219.702	-161.540.259	383.753.568	379.680.255
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	577.328.246	624.900.852	19.315.678	18.992.537	148.113.046	146.801.242	11.096.333	10.438.298	74.464.808	73.152.242	-206.717.138	-202.468.166	623.600.973	671.817.005

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/03/13 M\$	31/12/12 M\$	31/03/13 M\$	31/12/12 M\$	31/03/13 M\$	31/12/12 M\$	31/03/13 M\$	31/12/12 M\$	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Activos Corrientes en Operación										
Electivo y equivalentes al efectivo	4.386.432	3.713.941	38.698	132.731	-	-	62.997	138.014	20.129.211	70.264.105
Otros activos financieros corrientes	-	-	416.397	105.656	-	-	-	-	416.397	170.533
Otros activos no financieros corrientes	217.100	151.955	253.916	311.524	(18)	-	36	-	1.151.481	1.072.434
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	24.179.324	22.047.214	1.028.918	1.040.389	-	-	-	-	75.630.387	73.675.694
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11.046	6.558	2.635.981	2.290.617	(38.591.456)	(31.828.585)	35.341.257	28.949.121	346.051	296.457
Inventarios corrientes	3.548.025	3.812.094	882.550	956.796	-	-	-	-	12.440.587	12.224.470
Activos por impuestos corrientes, corriente	1.327.769	1.223.041	41.073	41.014	-	-	2.715.195	2.454.620	7.946.511	6.227.272
Activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	33.669.696	30.954.803	5.297.533	4.878.727	(38.591.474)	(31.828.585)	38.119.485	31.541.755	118.060.625	163.930.965
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	33.669.696	30.954.803	5.297.533	4.878.727	(38.591.474)	(31.828.585)	38.119.485	31.541.755	118.060.625	163.930.965
ACTIVOS NO CORRIENTE										
Otros activos financieros no corrientes	-	-	1.380.887	1.245.701	-	-	-	-	8.566.190	8.949.871
Otros activos no financieros, no Corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	123.881	124.938
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	2.633.477	2.924.619	13.723	16.928	-	-	-	-	14.524.198	15.135.689
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	104.944	102.728	-	-	(1.147.742.344)	(1.134.845.938)	1.147.637.400	1.134.743.210	-	230.407
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.800.814	4.807.745	-	1	-	-	-	-	29.238.330	28.890.657
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	-	-	231.445.466	231.445.466
Propiedades, planta y equipo	134.146.331	133.064.409	27.418.389	27.846.344	-	-	-	-	480.989.507	477.697.495
Activos por impuestos diferidos	757.488	1.030.527	2.709.176	2.640.947	-	-	1.129	975	10.038.890	11.565.873
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	199.472.514	198.959.488	31.522.175	31.749.921	(1.147.742.344)	(1.134.845.938)	1.147.638.529	1.134.744.185	774.926.462	774.040.396
TOTAL ACTIVOS	233.142.210	229.914.291	36.819.708	36.628.648	(1.186.333.818)	(1.166.674.523)	1.185.758.014	1.166.285.940	892.987.087	937.971.361
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS										
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	18.816.773	18.694.098	1.018.523	1.023.641	-	-	6.043.952	3.969.977	60.186.373	110.786.871
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.738.718	10.992.672	1.772.011	2.692.208	(18)	-	337.350	332.301	39.397.188	38.233.770
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8.163.978	6.052.518	7.798.280	6.363.261	(38.591.456)	(31.828.585)	29.909.235	24.244.078	25.545.993	22.994.447
Otras provisiones corrientes	221.835	420.259	-	-	-	-	-	-	880.696	1.135.486
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	1.187.480	721.944	13.768	1.784	-	-	51.735	50.970	5.072.352	3.015.401
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	630.427	1.591.488	43.911	128.271	-	-	-	-	2.131.550	5.103.099
Otros pasivos no financieros corrientes	8.863.765	9.340.680	29.280	-	-	-	-	-	20.174.053	20.601.250
Total Pasivos Corrientes en Operación	48.622.976	47.813.659	10.675.773	10.209.165	(38.591.474)	(31.828.585)	36.342.272	28.597.326	153.388.205	201.870.324
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	48.622.976	47.813.659	10.675.773	10.209.165	(38.591.474)	(31.828.585)	36.342.272	28.597.326	153.388.205	201.870.324
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros no corriente	15.681.861	16.314.821	1.540.732	1.566.616	-	-	176.515.452	176.192.023	308.866.137	310.885.553
Pasivo por impuestos diferidos	2.410.801	2.156.281	3.310.626	3.323.873	-	-	347.300	352.085	19.304.248	19.030.463
Otros pasivos no financieros no corrientes	11.489	13.622	-	-	-	-	-	-	11.747.512	11.774.807
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.931.107	1.928.865	122.970	117.392	-	-	-	-	5.463.188	5.332.746
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	20.035.258	20.413.589	4.974.328	5.007.881	-	-	176.862.752	176.544.108	345.381.085	347.023.569
TOTAL PATRIMONIO NETO	164.483.976	161.687.043	21.169.607	21.411.602	(1.147.742.344)	(1.134.845.938)	972.552.990	961.144.506	394.217.797	389.077.468
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	233.142.210	229.914.291	36.819.708	36.628.648	(1.186.333.818)	(1.166.674.523)	1.185.758.014	1.166.285.940	892.987.087	937.971.361

	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACION		TOTALES	
Estado Resultados Integrales	NOTA													
Ganancia (Pérdida)	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	39.501.101	38.395.664	3.237.412	2.961.614	4.466.676	3.741.027	4.482.782	8.479.829	4.435.683	3.646.783	-	(53.199)	56.123.654	57.171.718
Otros ingresos	3.616.865	3.627.156	152.039	92.405	259.213	243.382	32.671	38.737	190.883	130.371	-	-	4.251.671	4.132.051
Materias primas y consumibles utilizados	(30.287.994)	(31.574.176)	(2.184.304)	(2.039.033)	(70.805)	(21.481)	(4.293.904)	(8.058.744)	(2.307.414)	(1.710.836)	-	53.199	(39.144.421)	(43.351.071)
Gastos por beneficios a los empleados	(2.011.147)	(1.596.226)	(80.480)	(75.779)	(260.477)	(294.843)	-	-	(335.516)	(372.469)	-	-	(2.687.620)	(2.339.317)
Gasto por depreciación y amortización	(1.674.883)	(1.630.991)	(141.512)	(134.075)	(745.286)	(575.704)	-	-	(459.320)	(470.461)	-	-	(3.021.001)	(2.811.231)
Otros gastos, por naturaleza	(5.073.340)	(4.368.914)	(282.300)	(220.316)	(559.794)	(533.250)	(24.006)	(33.794)	(780.569)	(799.619)	-	-	(6.720.009)	(5.955.893)
Otras ganancias (pérdidas)	48.246	65.607	3.470	-	20.950	(14.266)	-	-	5.564	3.115	-	-	78.230	54.456
Ingresos financieros	623.002	495.301	6.231	3.991	109.612	10.934	122.265	238.533	154.176	149.594	(573.201)	(587.246)	442.085	311.107
Costos financieros	(1.838.401)	(1.711.891)	(47)	(8.136)	(373.887)	(187.914)	(1)	(1)	(388)	(306)	573.201	587.246	(1.639.523)	(1.321.002)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	4.027.108	4.448.689	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.979.017)	(4.448.689)	48.091	-
Diferencias de cambio	10.370	(6.328)	599	(1.031)	14.916	(1.504)	128.665	767.424	2.075	4	-	-	156.625	758.565
Resultados por unidades de reajuste	(47.580)	(1.386.897)	467	2.966	28.473	63.980	187	(1.759)	1.798	21.551	-	-	(16.655)	(1.300.159)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	6.893.347	4.756.994	711.575	582.606	2.889.591	2.430.361	448.659	1.430.225	906.972	597.727	(3.979.017)	(4.448.689)	7.871.127	5.349.224
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(497.270)	(75.043)	(141.017)	(83.388)	(551.343)	(365.101)	(58.876)	(91.505)	(162.248)	1.570	-	-	(1.410.754)	(613.467)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	6.396.077	4.681.951	570.558	499.218	2.338.248	2.065.260	389.783	1.338.720	744.724	599.297	(3.979.017)	(4.448.689)	6.460.373	4.735.757
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	6.396.077	4.681.951	570.558	499.218	2.338.248	2.065.260	389.783	1.338.720	744.724	599.297	(3.979.017)	(4.448.689)	6.460.373	4.735.757

		FRONTEL		SAGESA		ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2013 al 31/12/2013	01/01/2012 al 31/12/2012
Ganancia (Pérdida)		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias		23.892.999	22.011.333	2.795.162	6.014.734	(2.795.162)	(6.064.215)	-	-	80.016.653	79.133.570
Otros ingresos		2.126.602	1.444.208	430.046	460.327	-	-	-	-	6.808.319	6.036.586
Materias primas y consumibles utilizados		(14.632.911)	(15.136.022)	(1.972.132)	(4.591.467)	2.795.162	6.064.215	-	-	(52.954.302)	(57.014.345)
Gastos por beneficios a los empleados		(1.985.173)	(1.786.277)	(118.901)	(150.771)	-	-	-	-	(4.791.694)	(4.276.365)
Gasto por depreciación y amortización		(1.117.362)	(1.048.129)	(255.711)	(229.887)	-	-	-	-	(4.394.074)	(4.089.247)
Otros gastos, por naturaleza		(3.324.640)	(3.050.759)	(635.826)	(656.429)	-	-	(11.438)	(11.826)	(10.691.913)	(9.674.907)
Otras ganancias (pérdidas)		44.459	29.499	5.500	-	-	-	-	-	128.189	83.955
Ingresos financieros		48.384	38.075	159	3.182	(214.600)	(172.568)	214.841	201.755	490.869	381.551
Costos financieros		(394.173)	(299.635)	(144.089)	(58.942)	214.600	172.568	(2.297.835)	(2.285.452)	(4.261.020)	(3.792.463)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		3.314	3.917	-	-	(10.443.734)	(6.891.417)	21.018.104	14.439.127	48.091	-
Diferencias de cambio		15.369	(13.512)	(71.321)	(309.671)	-	-	-	0	100.673	435.382
Resultados por unidades de reajuste		(8.238)	(279.040)	548	(44.120)	-	-	(242.124)	(1.979.147)	(266.469)	(3.602.466)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		4.668.630	1.913.658	33.435	436.956	(10.443.734)	(6.891.417)	18.681.548	10.364.457	10.233.322	3.621.251
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas		(706.053)	(263.897)	81.072	171.725	-	-	263.155	254.780	(1.772.580)	(450.859)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		3.962.577	1.649.761	114.507	608.681	(10.443.734)	(6.891.417)	18.944.703	10.619.237	8.460.742	3.170.392
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas											
Ganancia (pérdida)		3.962.577	1.649.761	114.507	608.681	(10.443.734)	(6.891.417)	18.944.703	10.619.237	8.460.742	3.170.392

29. Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 10 de abril de 2013, el Directorio de la Sociedad ha acordado citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2013 y proponer a esa Junta lo siguiente:

- a) El pago de un dividendo final de \$197,8963112 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012, y
- b) El pago de un dividendo adicional de \$81,5070509 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

La junta de Accionistas aprobó los dividendos señalados. Estos se pagarán a partir del día 29 de mayo de 2013, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago, en dinero en efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 71.581.100, lo que significa un pago total de M\$20.000.000.

En sesión celebrada con fecha 30 de abril, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 8 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

30. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/03/2013 M\$	31/03/2012 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	856
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	154	-
Saesa	Gestión de residuos	Costo	39	116
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	-	41
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	914
STS	Asesorías medioambientales	Costo	1.389	-
STS	Gestión de residuos	Costo	1.423	-
STS	Proyectos de inversión	Inversión	25.704	30.565
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	112	-
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	288	1.480
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	-	34
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	8.032	15.866
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	270	225
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	2.748	3.978
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	27.366	40.477
Totales			67.525	94.552

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 31 de marzo de 2013 son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Valor Garantía	Valor pendiente al						
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda		Primer Semestre 2013	Segundo Semestre 2013	2014	2015	2016	2018	2019
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.262.806	1.366.808	1.296.983	2.086.594	512.422	-	-	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.194.470	1.911.538	554.468	1.728.465	-	-	-	-
I. Municipalidad de Victoria	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.000	-	5.000	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad, Región del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	45.028	31.162	13.866	-	-	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	66.756	20.194	29.822	16.740	-	-	-	-
I. Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	169.797	-	169.797	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	42.852	-	-	42.852	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	331.458	114.975	10.950	205.533	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.421.063	-	-	832.026	589.038	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.764.545	-	4.207.239	-	557.306	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.466	2.466	-	-	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.003	1.003	-	-	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	63.577	17.381	19.896	26.300	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.493	-	2.493	-	-	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	572	572	-	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	384	-	384	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	302.298	-	302.298	-	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	147.914	-	-	-	73.957	73.957	-	-
Sallia Construcción S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	84.903	-	84.903	-	-	-	-	-
Senui Chile	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.793	-	-	1.793	-	-	-	-
SERVU Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.855	-	2.284	571	-	-	-	-
Senui Valdivia, Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.619	-	-	1.619	-	-	-	-
Sociedad Consecionaria de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	68.608	68.608	-	-	-	-	-	-
Chilquinta Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	3.894.248	-	-	778.850	-	-	1.397.209	1.718.189
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.921.162	1.921.162	-	-	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	266.000	190.000	76.000	-	-	-	-	-
Director de Vialidad Región de los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	24.013	-	24.013	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.861	4.574	2.287	-	-	-	-	-
Senui XI Región	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	91	-	91	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Iuz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	151.035	-	-	-	151.035	-	-	-
Director de Vialidad Región de los Lagos	Iuz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.264	-	3.202	10.063	-	-	-	-
Transec	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.869	-	22.869	-	-	-	-	-
Totales					23.283.803	5.673.311	6.795.024	5.536.821	2.089.291	73.957	1.397.209	1.718.189

La filial Saesa mantiene boletas de garantía con Chilquinta Energía (CHE), en el marco de la adjudicación de proyectos de transmisión troncal. La relacionada Eletrans debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias de fiel cumplimiento y para garantizar la ejecución del proyecto y el pago de multas. Estas últimas boletas fueron obtenidas por Eletrans con la garantía de CHE.

Para proteger su posición de garante único, CHE solicitó a la filial Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas garantizadas por CHE a Eletrans S.A. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Tal como se aprecia en el cuadro el monto total garantizado por este concepto alcanza a M\$3.894.248 al 31.03.13.

Según lo indicado en Nota N° 13 de Propiedades, Planta y Equipo, la filial Saesa 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 31 de marzo de 2013 es de M\$171.637 y M\$177.241 en marzo 2012. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 2.559.255 en marzo 2013 y M\$2.590.257 en diciembre 2012.

32. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2013, 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\$ 3.594.722.

33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/03/2013										
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	7.192.503	140.920.543	46.274.279	19.476.220	4.466.676	2.338.248
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	16.656.089	57.808.719	4.975.422	5.039.391	4.435.683	744.724
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.475.166	15.840.512	3.324.212	982.760	3.237.412	570.558
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.964.168	132.165	3.847.381	1.257	4.482.782	389.783
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.297.533	31.522.175	10.675.773	4.974.328	2.795.162	114.507
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	79.565.385	544.035.588	96.338.658	143.508.747	56.123.654	6.460.373
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.669.696	199.472.514	48.622.976	20.035.258	23.892.999	3.962.577
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	12.819.356	170.806.213	57.373.477	24.448.715	7.261.838	2.451.633
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	129.375.439	774.926.462	167.158.341	168.518.333	82.811.815	10.527.279

31/12/2012										
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	7.518.333	139.282.909	46.611.840	19.474.387	16.087.999	7.979.448
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	15.721.606	57.430.636	4.219.279	5.003.189	16.235.586	3.312.765
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.138.162	15.854.375	3.414.716	968.274	10.954.837	1.360.058
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A	CHILE	FILIAL	DOLAR	10.305.074	133.224	3.346.964	1.046	26.275.142	2.929.442
76.186.388-6	SAGESA S.A	CHILE	FILIAL	DÓLAR	4.878.727	31.749.921	10.209.165	5.007.881	17.386.680	378.813
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	128.384.265	543.432.740	147.078.759	145.057.991	220.885.835	21.173.615
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	30.954.803	198.959.488	47.813.659	20.413.589	84.973.637	4.552.354
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA	CHILE	FILIAL	DÓLAR	16.102.653	147.137.763	43.502.383	18.003.681	33.474.679	8.352.510
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	171.955.540	774.040.396	213.510.419	170.479.461	323.246.152	26.010.278

34. Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

La filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), son accionistas de 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 fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de marzo de 2013:

ACTIVOS	31/03/2013	31/03/2013
	MUSD	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	562,12	265.335
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.736,87	819.854
TOTAL ACTIVOS	2.298,98	1.085.189

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/03/2013	31/03/2013
	MUSD	M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.135,38	535.933
PASIVOS NO CORRIENTES	1.411,68	666.355
PATRIMONIO	(248,08)	(117.099)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	2.298,98	1.085.189

Estado de Resultados Integrales	01/01/2013 al	01/01/2013 al
Ganancia (pérdida)	31/03/2013	31/03/2013
	MUSD	M\$
Otros ingresos	0,85	403
Otros gastos, por naturaleza	(143,33)	(67.672)
Ingresos financieros	0,06	30
Costos financieros	(0,24)	(113)
Diferencias de cambio	17,93	8.472
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(124,72)	(58.880)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	328,22	155.061
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	203,50	96.181
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		
Ganancia (pérdida)	203,50	96.181

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad registra un activo neto negativo que se registra en la cuenta otros pasivos corrientes por un valor de M\$58.550.

35. 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 31/03/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2013
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	USD	0,96%	11.960.934	-	11.960.934	-	-	-	-
Chile	USD	0,82%	-	6.023.015	6.023.015	-	-	-	-
Chile	USD	0,85%	8.994.429	-	8.994.429	-	-	-	-
Chile	USD	0,94%	5.880.858	-	5.880.858	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,50%	5.110.080	-	5.110.080	-	-	-	-
Chile	USD	0,96%	5.980.467	-	5.980.467	-	-	-	-
		Totales	37.926.768	6.023.015	43.949.783	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	USD	0,96%	-	12.161.875	12.161.875	-	-	-	-
Chile	USD	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,10%	-	6.031.200	6.031.200	-	-	-	-
Chile	USD	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
Chile	USD	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
		Totales	-	44.509.281	44.509.281	-	-	-	-

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				
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	
						Uno a tres meses	Tres a doce meses		31/03/2013	Uno a tres años	Tres a cinco años		Más de cinco años
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	11.960.934	-	11.960.934	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,82%	0,82%	-	6.023.015	6.023.015	-	-	-	-	-
77.683.400-4	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,85%	0,85%	8.994.429	-	8.994.429	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO CHILE	USD	0,94%	0,94%	5.880.858	-	-	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO SCOTIABANK	PESOS	6,50%	6,50%	5.110.080	-	-	5.110.080	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	5.980.467	-	-	5.980.467	-	-	-	-
						-	-	-	-	-	-	-	-
						Totales	37.926.768	6.023.015	43.949.783	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente				
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	
						Uno a tres meses	Tres a doce meses		31/12/2012	Uno a tres años	Tres a cinco años		Más de cinco años
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	12.161.875	12.161.875	-	-	-	-	-
77.683.400-4	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,85%	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BBVA	PESOS	6,10%	6,10%	-	6.031.200	6.031.200	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO CHILE	USD	0,94%	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO SCOTIABANK	PESOS	6,50%	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-	-
						-	-	-	-	-	-	-	-
						Totales	44.509.281	44.509.281	-	-	-	-	-

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/03/2013
			vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	UF	3,48%	-	4.146.676	4.146.676	12.081.893	11.007.490	-	23.089.383
Chile	UF	3,00%	-	2.586.801	2.586.801	11.288.189	8.247.385	5.887.608	25.423.182
Chile	UF	3,60%	-	816.025	816.025	2.448.053	1.632.028	30.417.579	34.497.660
Chile	UF	3,75%	1.062.145	2.124.291	3.186.436	6.372.827	4.248.536	80.009.441	90.630.804
Chile	UF	3,00%	-	1.802.976	1.802.976	5.292.203	3.333.555	11.790.835	20.416.593
Chile	UF	5,00%	4.573.876	-	4.573.876	18.295.504	9.147.752	118.920.799	146.364.055
Chile	UF	4,00%	3.659.101	-	3.659.101	14.636.403	7.318.202	135.386.730	157.341.335
Totales			9.295.122	11.476.769	20.771.891	70.415.072	44.934.948	382.412.992	497.763.012

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2012
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	UF	5,25%	79.677.398	-	79.677.398	-	-	-	-
Chile	UF	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.606.299	7.184.215	-	18.790.514
Chile	UF	3,00%	340.076	680.152	1.020.228	13.035.764	12.015.514	-	25.051.278
Chile	UF	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970
Chile	UF	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735
Chile	UF	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Chile	UF	5,00%	-	4.568.150	4.568.150	13.704.450	9.136.300	118.771.923	141.612.673
Chile	UF	4,00%	-	3.654.520	3.654.520	10.963.560	7.309.040	135.217.240	153.489.840
Totales			81.339.908	16.087.175	97.427.083	63.347.198	44.808.800	372.716.844	480.872.842

Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31/03/2013						
							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
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE GN'90	Chile	UF	4,20%	3,48%	-	4.146.676	4.146.676	12.081.893	11.007.490	-	23.089.383
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	-	2.586.801	2.586.801	11.288.189	8.247.385	5.887.608	25.423.182
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	-	816.025	816.025	2.448.053	1.632.028	30.417.579	34.497.660
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE LN'99	Chile	UF	3,94%	3,75%	1.062.145	2.124.291	3.186.436	6.372.827	4.248.536	80.009.441	90.630.804
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	-	1.802.976	1.802.976	5.292.203	3.333.555	11.790.835	20.416.593
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE DN'95	Chile	UF	5,57%	5,00%	4.573.876	-	4.573.876	18.295.504	9.147.752	118.920.799	146.364.055
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE EN'64	Chile	UF	4,05%	4,00%	3.659.101	-	3.659.101	14.636.403	7.318.202	135.386.730	157.341.335
Total							9.295.122	11.476.769	20.771.891	70.415.072	44.934.948	382.412.992	497.763.012

Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2012						
							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
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE FN'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	79.677.398	-	79.677.398	-	-	-	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE GN'90	Chile	UF	4,20%	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.606.299	7.184.215	-	18.790.514
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	340.076	340.076	680.152	13.035.764	12.015.514	-	25.051.278
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE LN'99	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE DN'95	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.568.150	4.568.150	13.704.450	9.136.300	118.771.923	141.612.673
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE EN'64	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.654.520	3.654.520	10.963.560	7.309.040	135.217.240	153.489.840
Total							81.339.908	16.087.175	97.427.083	63.347.198	44.808.800	372.716.844	480.872.842

c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31/03/2013						
							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	Sagesa S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,88%	-	532.027	532.027	1.064.054	2.616.184	-	2.616.184
Totales							1,88%	532.027	532.027	1.064.054	2.616.184	-	2.616.184

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31/12/2012						
							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	Sagesa S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,88%	-	1.064.054	1.064.054	1.996.081	-	-	1.996.081
Totales							1,88%	-	1.064.054	1.064.054	1.996.081	-	1.996.081

36. Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	166	169
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	1.455.627	1.370.221
	Otros Activos no Financieros Corrientes	Peso chileno	Dólar	273.292	311.524
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	2.681.570	2.667.611
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	3.722.641	3.306.519
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	9.387.645	9.001.304
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	124.560	132.661
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				17.645.501	16.790.009
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Otros Activos Financieros no Corriente	Peso chileno	Dólar	1.380.887	1.245.701
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	11.903.839	11.482.326
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	Peso chileno	Dólar	13.723	16.928
	Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	-	230.407
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	2.778.456	2.710.229
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				16.076.905	15.685.591
TOTAL ACTIVOS				33.722.406	32.475.600
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 16.2.7)	Dólar	Peso chileno	38.755.650	33.221.198
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	13.997.532	65.095.987
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	2.792.412	3.815.945
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	5.274.457	4.805.005
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	3.790.008	3.688.681
(*)	Otras Provisiones Corrientes	Peso chileno	Dólar	92.477	92.756
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	47.067	1.830
	Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	43.911	128.271
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				64.793.514	110.849.673
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	307.325.405	309.318.937
(*)	Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	3.311.883	3.324.919
(*)	Provisiones no corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	122.970	117.392
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				310.760.258	312.761.248
TOTAL PASIVOS				375.553.772	423.610.921

(*) Cuentas en pesos que corresponden a las filiales SGA y SAGESA, que tiene moneda funcional dólar.

(**) Se incluye aquellas cuentas que se eliminan en consolidación en el grupo y que en las filiales SGA y SAGESA, con moneda funcional dólar, están en pesos.