

Estados Financieros Consolidados
correspondientes al ejercicio terminado al 31
de diciembre de 2010

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.
Y FILIALES

Miles de pesos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2010 y 2009, del estado consolidado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2009 y de los correspondientes estados consolidados integral de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros consolidados. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y al 1 de enero de 2009, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Marzo 09, 2011



Raúl Aguirre G.
RUT: 7.572.405-5

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Activos Corrientes en Operación				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	19.238.590	51.482.041	10.748.422
Otros Activos Financieros, Corriente		102.765	111.346	148.701
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	78.922.855	68.480.114	74.778.818
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	109.576	68.753	-
Inventarios	8	12.316.127	12.366.338	10.734.005
Activos por Impuestos Corrientes	9	7.923.348	6.752.055	9.497.739
Otros Activos no Financieros, Corrientes		935.480	903.433	1.039.076
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		119.548.741	140.164.080	106.946.761
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		119.548.741	140.164.080	106.946.761
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	7.662.431	6.830.638	6.636.273
Otros Activos No Financieros, No Corriente		137.616	151.341	180.302
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	4.210.451	3.476.368	3.442.979
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	29.488.827	29.703.138	27.618.172
Plusvalía	12	231.445.467	231.445.467	231.445.467
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	416.068.015	400.319.982	387.205.651
Activos por Impuestos Diferidos	14	7.891.634	7.607.116	10.594.539
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		696.904.441	679.534.050	667.123.383
TOTAL ACTIVOS		816.453.182	819.698.130	774.070.144

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009

(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	25.392.072	17.809.058	23.103.305
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	46.684.748	53.338.365	41.799.856
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	21.941.230	31.289.267	2.903.492
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	1.058.877	1.506.766	844.715
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	4.117.136	2.140.639	4.176.832
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	11.689.877	8.879.075	7.833.881
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	4.609.671	4.512.912	3.908.655
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		115.493.611	119.476.082	84.570.736
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		115.493.611	119.476.082	84.570.736
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	288.641.438	296.354.724	279.746.264
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	32.409.307	31.137.507	28.630.841
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		721.694	113.626	107.758
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	5.003.829	4.165.329	3.735.793
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		326.776.268	331.771.186	312.220.656
PATRIMONIO				
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora				
Capital Emitido	20	340.106.755	340.106.755	371.863.815
Ganancias (pérdidas) Acumuladas		22.261.900	14.034.309	(2.944.340)
Otras Reservas	20	6.480.405	8.810.742	2.300.552
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		368.849.060	362.951.806	371.220.027
Participaciones No Controladoras	20	5.334.243	5.499.056	6.058.725
TOTAL PATRIMONIO		374.183.303	368.450.862	377.278.752
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		816.453.182	819.698.130	774.070.144

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2010 al 31-12-2010 M\$	01/01/2009 al 31-12-2009 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	317.928.991	327.933.049
Otros ingresos, por Naturaleza	21	32.116.161	22.796.509
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(229.297.232)	(241.408.456)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(18.062.453)	(17.100.893)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(17.400.514)	(14.944.292)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(48.816.952)	(39.016.722)
Otras Ganancias (Pérdidas)	35	3.517.057	(435.452)
Ingresos Financieros	26	943.395	1.398.727
Costos Financieros	26	(17.156.879)	(14.234.475)
Diferencias de Cambio	26	557.005	(2.652.116)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(8.000.775)	6.346.097
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		16.327.804	28.681.976
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(2.990.798)	(6.975.361)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		13.337.006	21.706.615
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		13.337.006	21.706.615
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		13.014.806	21.315.281
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	322.200	391.334
Ganancia (pérdida)		13.337.006	21.706.615
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	181,8190	297,7781
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	181,8190	297,7781

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2010 al 31-12-2010 M\$	01/01/2009 al 31-12-2009 M\$
Ganancia (Pérdida)		13.337.006	21.706.615
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	20	(2.507.454)	(1.997.096)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(2.507.454)	(1.997.096)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	20	211.118	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		211.118	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(2.296.336)	(1.997.096)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado in	20	(35.890)	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado		(35.890)	-
Otro Resultado Integral		(2.332.226)	(1.997.096)
Resultado Integral Total		11.004.780	19.709.519
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		10.684.469	19.319.105
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		320.311	390.414
Resultado Integral Total		11.004.780	19.709.519

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estado de cambios en el patrimonio

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total		
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas	
Saldo Inicial al 01/01/2010	340.106.755				(1.996.176)				10.806.918	8.810.742	14.034.309	362.951.806	5.499.056	368.450.862
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				(1.996.176)				10.806.918	8.810.742	14.034.309	362.951.806	5.499.056	368.450.862
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											13.014.806	13.014.806	322.200	13.337.006
Otro resultado integral					(2.505.423)	175.086		(2.330.337)			(2.330.337)	(1.889)	(1.889)	(2.332.226)
Resultado Integral												10.684.469	320.311	11.004.780
Dividendos											(3.904.442)	(3.904.442)		(3.904.442)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios														
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control											(882.773)	(882.773)	(485.124)	(1.367.897)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(2.505.423)	175.086	-	(2.330.337)	-	(2.330.337)	8.227.591	5.897.254	(164.813)	5.732.441
Saldo Final al 31/12/2010	340.106.755				(4.501.599)	175.086			10.806.918	6.480.405	22.261.900	368.849.060	5.334.243	374.183.303

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total		
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas	
Saldo Inicial al 01/01/2009	371.863.815								2.300.552	2.300.552	(2.944.340)	371.220.027	6.058.725	377.278.752
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	371.863.815								2.300.552	2.300.552	(2.944.340)	371.220.027	6.058.725	377.278.752
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											21.315.281	21.315.281	391.334	21.706.615
Otro resultado integral					(1.996.176)			(1.996.176)			(1.996.176)	(920)	(920)	(1.997.096)
Resultado Integral											0	19.319.105	390.414	19.709.519
Dividendos											(4.278.126)	(4.278.126)		(4.278.126)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(23.250.694)										0	(23.250.694)		(23.250.694)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	(8.506.366)								8.506.366	8.506.366	(58.506)	(58.506)	(950.083)	(1.008.589)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control											0	0		0
Total de cambios en patrimonio	(31.757.060)				(1.996.176)				8.506.366	6.510.190	16.978.649	(8.268.221)	(559.669)	(8.827.890)
Saldo Final al 31/12/2009	340.106.755				(1.996.176)				10.806.918	8.810.742	14.034.309	362.951.806	5.499.056	368.450.862

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Directo Consolidados

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2010 al 31/12/2010	01/01/2009 al 31/12/2009
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		399.380.244	413.168.285
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		393.129.803	402.005.535
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		4.072.224	-
Otros cobros por actividades de operación		2.178.217	11.162.750
Clases de pagos		(346.805.955)	(342.823.546)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(317.264.205)	(311.757.784)
Pagos procedentes de contratos mantenidos para intermediación o para negociar		-	-
Pagos a y por cuenta de los empleados		(14.446.093)	(15.539.412)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		492	-
Otros pagos por actividades de operación		(15.096.149)	(15.526.350)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(1.573.589)	906.374
Otras entradas (salidas) de efectivo		1.013.569	5.717.264
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		52.014.269	76.968.377
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		(320.000)	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		-	(778.333)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		109.824	347.552
Compras de propiedades, planta y equipo		(47.806.204)	(42.465.415)
Intereses recibidos		831.665	813.741
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(47.184.715)	(42.082.455)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		85.067.500	37.573.112
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		20.000.000	-
Total importes procedentes de préstamos		105.067.500	37.573.112
Préstamos de entidades relacionadas		-	27.659.317
Pagos de préstamos		(115.011.095)	(16.808.627)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(14.683.960)	-
Dividendos pagados		(163.823)	(4.470.616)
Intereses pagados		(12.285.161)	(14.854.797)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(30.010)	(23.314.002)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(37.106.549)	5.784.387
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(32.276.995)	40.670.309
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		33.544	63.310
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		33.544	63.310
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(32.243.451)	40.733.619
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		51.482.041	10.748.422
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	19.238.590	51.482.041

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. Otros pasivos financieros	21
2.17.1. Ingresos diferidos.....	21
2.17.2. Subvenciones estatales	21
2.17.3. Obras en construcción para terceros.....	22
2.18. Provisiones.....	22
2.19. Beneficios del personal	22
2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	22
2.21. Impuesto a las ganancias	22
2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos	23
2.23. Ganancias por acción.....	23
2.24. Dividendos	23
2.25. Estado de flujos de efectivo.....	24
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	24
3.1. Generación eléctrica.....	24
3.2. Transmisión y subtransmisión	25
3.3. Distribución	26
3.4. Marco regulatorio	27
3.4.1. Aspectos generales.....	27
3.4.2. Ley Corta I	27
3.4.3. Ley Corta II	28
3.4.4. Organismos reguladores.....	29
4. Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera.....	30
5. Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	34
6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	34
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	36
7.1. Accionistas.....	36
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	36
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia	37
8. Inventarios.....	38
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	39
10. Otros Activos Financieros no Corrientes	39
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	40
12. Plusvalía.....	41
13. Propiedades, Planta y Equipos	42
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	44
14.1. Impuesto a la renta.....	44
14.2. Impuestos diferidos	45

15. Otros Pasivos Financieros	46
16. Política de Gestión de Riesgos	50
16.1.1. Riesgo Regulatorio.....	50
En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2010 – 2012).	52
16.2. Riesgo financiero.....	52
16.2.1. Tipo de cambio	52
16.2.2. Variación UF	53
16.2.3. Tasa de interés	53
16.2.4. Riesgo de liquidez.....	53
16.2.5. Riesgo de crédito	54
16.2.6. Instrumentos financieros por categoría	55
16.2.7 Instrumentos derivados	56
16.2.8 Valor justo de instrumentos financieros.....	56
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	58
18. Provisiones.....	58
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	58
18.2. Otras provisiones a corto plazo	59
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	60
18.4. Juicios y multas.....	61
19. Otros pasivos no financieros corrientes	64
20. Patrimonio	64
20.1. Patrimonio neto de la Sociedad.....	64
20.1.1. Capital suscrito y pagado	64
20.1.2. Dividendos	64
20.1.3. Disminuciones de capital.....	64
20.1.4. Otras reservas	65
20.1.5. Diferencias de conversión.....	65
20.1.6. Ganancias (pérdidas) Acumuladas.....	65
20.2. Gestión de capital.....	66
20.3. Restricciones a la disposición de fondos	66
20.4. Patrimonio de participaciones no controladores.....	66
21. Ingresos.....	67
22. Materias Primas y Consumibles Utilizados	67
23. Gastos de Personal	68
24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	68
25. Otros Gastos por Naturaleza	68
26. Resultados Financieros	69
27. Información por Segmento.....	69
28. Hechos Posteriores	75
29. Medio Ambiente.....	75
30. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	76
30.1. Garantías comprometidas con terceros	76
30.2. Otros activos financieros corrientes.....	76
31. Cauciones Obtenidas de Terceros.....	77
32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	77
33. Información Adicional sobre Deuda Financiera	78
34. Moneda Extranjera	80
35. Otras Ganancias (Pérdidas).....	81

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados

Por el período terminado 31 de diciembre de 2010

(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 Morgan Stanley Infrastructure Partners 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., Saesa, inscrita con el número 775, y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel, inscrita con el número 877.

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., Edelayen, inscrita con el número 28, y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 114.

Las sociedades filiales indirectas no inscritas son: Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., Sagesa, y Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

La Sociedad tiene también participación indirecta como controladora en las sociedades de inversión, Inversiones Los Lagos II S.A. (Los Lagos II), Inversiones Los Lagos III S.A. (Los Lagos III) e Inversiones Los Lagos IV Ltda. (Los Lagos IV), y participación directa como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Ríos Ltda. De estas cuatro empresas ninguna está inscrita en el Registro de Valores o Entidades Informantes. Los Lagos II y Los Lagos III se encuentran en trámite de inscripción en el Registro de Valores.

Las filiales Saesa, Frontel, Edelayen 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 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 60 grupos de generadores diesel. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializan en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte 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 anuales 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 anuales 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). 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), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 9 de marzo de 2011.

Los estados financieros consolidados anuales de Eléctricas y sus filiales, correspondientes al 31 de diciembre de 2009, fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 12 de febrero de 2010. Esos estados financieros consolidados fueron confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del ejercicio 2009 que han sido incluidos en los presentes estados financieros consolidados, los que han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera. En la Nota 4 se detalla la reconciliación del patrimonio neto y resultados del período.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2010:

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 1 (revisada): Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera	Períodos anuales iniciados el 01 de julio de 2009
NIIF 3 revisada: Combinaciones de negocio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 39: Elección de partidas cubiertas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Enmienda a la NIC 27: Estados financieros consolidados y separados	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
CINIIF 17: Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009)	Mayoritariamente aplicable a periodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010
Enmienda a NIIF 2: Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011 y siguientes:

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

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010
NIIF 9: Instrumentos financieros: Clasificación y medición	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013
NIIF 24 revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010)	Mayoritariamente aplicable a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
NIIF 7: Instrumentos financieros: Revelaciones - Transferencias de activos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011
NIIF 9, Instrumentos financieros: Adiciones a NIIF 9 para la contabilización de Pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.
Enmienda a CINIIF 14: Límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011

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

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros consolidados anuales 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 ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.

- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** Las Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. 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 anuales comprenden los estados de situación financiera de Eléctricas y filiales al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el periodo al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009.

2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros 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).

2.6. Entidades filiales

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

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

NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN				
			DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	31-12-2009	01-01-2009
SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,1797%	93,1797%	93,1797%	91,8125%
COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9899%	99,9899%	99,9899%	99,9903%
EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,2610%	99,2610%	98,9981%	98,9989%
SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%	100,0000%
INVERSIONES LOS LAGOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,9215%
INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9227%	99,9227%	99,9227%	0,0000%
INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9227%	99,9227%	99,9227%	0,0000%
INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%	0,0000%
INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%	0,0000%

Tal como indica la tabla anterior, a diciembre 2010, respecto de diciembre de 2009, no se produjeron cambios significativos en las participaciones en sociedades incluidas en la consolidación.

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 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 II S.A.	Peso Chileno
Inversiones Los Lagos III S.A.	Peso Chileno
Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Peso Chileno
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Dólar Estadounidense
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

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.

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

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

	31.12.2010	31.12.2009	01.01.2009
Dólar Estadounidense	468,01	507,10	636,45
Unidad de Fomento	21.455,55	20.942,88	21.452,57

2.10. Compensación de saldos y transacciones

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

2.11. Propiedades, planta y equipo

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

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M\$1.140.744 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y a M\$785.143 por el año terminado al 31 de diciembre de 2009.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$1.555.013 por el período terminado al 31 de diciembre de 2010 y a M\$1.491.053 por el período terminado al 31 de diciembre de 2009.
- 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 efectuó 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 mantenencias 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
Vehiculos	7
Otros equipos y herramientas :	10

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

2.12. Activos intangibles

2.12.1. Plusvalía comprada

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

2.12.2. Servidumbres

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

2.12.3. Programas informáticos

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

2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo

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

2.13. Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en prácticamente la totalidad 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. Hasta la fecha la Sociedad y sus filiales no han detectado ni registrado deterioro por este tipo de activos.

2.14. Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros, 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 períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los 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 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 clasifica 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, el Grupo 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. Otros pasivos financieros

2.17.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, 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.

2.17.2. Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad 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.

2.17.3. Obras en construcción para terceros

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

2.18. Provisiones

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

2.19. Beneficios del personal

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

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

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

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

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del ejercicio se presenta en el ítem "Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados".

2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar 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.

2.21. Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, 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 reduciendo, en su caso, el valor del menor valor 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 revertan en un futuro previsible.

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

2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23. Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial, si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad 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.

2.24. Dividendos

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

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

2.25. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por 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.

Los actores del sector eléctrico funcionan integrados al sistema interconectado, a cargo del 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 como son Edelaysen y Edelmag, en donde cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden el consumo de las Regiones XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica dentro de estos cuatro sistemas.

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.

- a) **Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.

b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.

c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todos los traspasos 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 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 entraron en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

En los Sistemas Medianos de Edelaysen, como son Aysén, Palena y Carrera, existen una serie de condiciones que los diferencian 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). En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados por un Estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2. Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican según el tamaño y capacidad de sus redes 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 recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recuperar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ De acuerdo a los flujos esperados.
Subtransmisión	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención 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.

3.3. Distribución

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

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

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

a) *Clientes Regulados*

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

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

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

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

b) Clientes Libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes han 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 a la distribución eléctrica (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 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 será calculado 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 emitirá 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.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para organizar la operación confiable y económica del sistema eléctrico.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

3.4.3. Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes

regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.

- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Organismos reguladores

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 y reguladora.

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

4. Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera

Hasta el ejercicio 2009 la Sociedad y sus filiales emitieron sus estados financieros consolidados de acuerdo con PCGA chilenos. A partir de 01 de enero de 2010, la Sociedad y sus filiales emite sus estados financieros consolidados de acuerdo con IFRS.

Las cifras incluidas en estos estados financieros consolidados referidas al período 2009 han sido reconciliadas para ser presentadas con los mismos principios y criterios aplicados en el año 2010.

Las reglas para la adopción por primera vez de las IFRS se exponen en la IFRS 1: "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera".

La IFRS 1 por lo general exige aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, la IFRS 1 permite ciertas exenciones en la aplicación de normas, en particular a períodos anteriores para ayudar a las empresas con el proceso de transición.

La Sociedad y sus filiales aplicaron las siguientes exenciones:

- a) **Combinaciones de Negocios:** No se remedirán las adquisiciones realizadas antes del 1° de enero de 2009.
- b) **Costo atribuido:** Se utiliza la retasación previa de todos los componentes de propiedades, planta y equipo, así como los intangibles (servidumbres) como costo atribuido.
- c) **Beneficios a empleados:** Reconocer en resultados acumulados, todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas a la fecha de transición a IFRS.

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio neto, resultado, y efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2009 entre criterios contables chilenos e IFRS:

Patrimonio PCGA Chile al 01/01/2009	374.492.710
Incorporación participaciones no controladoras (7)	5.727.715
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	(5.599.181)
Tasación servidumbres (1)	373.036
Valor actuarial indemnizaciones por años de servicio (5)	(880.299)
Provisión de dividendo (6)	(119.197)
Plusvalía comprada	(252.977)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (8)	(2.447.578)
Reversa impuesto diferido intangibles de carácter indefinido (servidumbres) (9)	4.235.808
Impuestos diferidos	1.517.600
Otros	(99.894)
Ajuste participaciones no controladoras (7)	331.009
Total ajustes a NIIF	(2.941.673)
Patrimonio bajo criterio NIIF al 01/01/2009	377.278.752

Patrimonio PCGA Chile al 31/12/2009	344.050.867
Incorporación participaciones no controladoras (7)	5.102.881
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	(5.599.181)
Tasación servidumbres (1)	373.036
Valor actuarial IAS (5)	(880.299)
Ajuste plusvalía comprada	(252.977)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (8)	(2.447.578)
Reversa impuesto diferido intangibles de carácter indefinido (servidumbres) (9)	4.235.808
Impuestos diferidos	1.517.600
Corrección monetaria del patrimonio (3)	8.555.226
Otros	(226.843)
Diferencia de cambio asociada (10)	(1.996.716)
Ajuste resultados NIIF	15.622.862
Ajuste participaciones no controladoras (7)	396.175
Total ajustes a NIIF	19.297.114
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009	368.450.862

Resultado PCGA Chile al 31/12/2009	5.692.419
Elimina corrección monetaria (3)	5.288.259
Variación depreciación (1)	690.807
Variación IAS (5)	(2.444)
Activación de intereses (12)	782.471
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	12.250.641
Activos financieros de largo plazo (8)	411.126
Diferencia de cambio ítemes monetarios (11)	(2.851.226)
Impuestos diferidos	(925.895)
Otros	(20.876)
Total ajustes a NIIF	15.622.862
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF al 31/12/2009	21.315.281

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos	10.834.495
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(86.073)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF	10.748.422

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos	51.582.784
C. Monetaria actividades de la operación	(972)
C. Monetaria actividades de financiamiento	(45.894)
C. Monetaria actividades de inversión	209.730
Eliminación C. Monetaria	(162.866)
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(100.741)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF	51.482.041

Principales ajuste aplicados:

- 1) **Tasación como costo atribuido de propiedades, planta y equipo, e intangibles distintos de plusvalía comprada:** El costo atribuido de los bienes de propiedades, planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía fueron registrados, según una retasación previa. La medición y registro posterior se realiza al costo menos la depreciación o amortización acumulada y deterioros acumulados, acogiéndose a la exención presentada en la NIIF 1.
- 2) **Amortización de intangibles identificables y de carácter indefinido (servidumbres):** Bajo PCGA chilenos este tipo de intangibles eran amortizados en un plazo máximo de 40 años. En IFRS no se requiere la amortización sistemática de estos intangibles, siendo necesario únicamente realizar en forma anual o en cualquier momento en el que exista un indicio de que el activo puede haber deteriorado su valor, una evaluación de su valor en libros.
- 3) **Corrección monetaria:** Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PGCA chilenos, pues bajo IFRS ajustes por inflación sólo son aceptados en países hiperinflacionarios. Chile no califica como un país hiperinflacionario, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”.
- 4) **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.

Bajo PCGA chilenos la plusvalía comprada se amortiza linealmente en un periodo de tiempo que considera, entre otros aspectos, la naturaleza de la inversión, y el plazo de retorno de la inversión, y que en ningún caso puede superar los 20 años.

En IFRS no se considera que exista una amortización sistemática de este rubro, sino que es revisado anualmente para determinar si existe o no deterioro, 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.

- 5) **Beneficios al personal:** Corresponde a ajuste originado por la metodología de cálculo establecida en NIC 19.
- 6) **Dividendos mínimos :** El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.
- 7) **Incorporación de los accionistas minoritarios:** Bajo PCGA chilenos, el patrimonio neto lo constituyen únicamente la participación correspondiente a los accionistas de la Sociedad dominante, sin embargo, en IFRS, el patrimonio neto lo constituyen tanto la participación correspondiente a los accionistas de la Sociedad dominante, como la de los accionistas No Controladores. Por lo tanto, la participación de los accionistas minoritarios presentados en el estado de situación financiera consolidado de la Sociedad, elaborados de acuerdo a PCGA chilenos, se incorpora al patrimonio del estado de situación financiera consolidado elaborado de acuerdo a NIIF.
- 8) **Activos financieros de largo plazo:** La Sociedad y filiales han adoptado el criterio de medir al inicio, a valor razonable, ciertos activos que se recuperan en el largo plazo en función de los flujos generados en el futuro por ella, específicamente créditos tributarios asociados a la Ley Austral y el remanente de IVA. Posteriormente, se valorizan según el método de la tasa efectiva y anualmente se verifica la existencia de deterioro en virtud de capacidad de generación de flujos.

- 9) **Reversa impuesto diferido intangibles de carácter indefinido:** La Sociedad y filiales no reconocen diferencias temporarias para las servidumbres de carácter indefinido, ya que pueden controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible. En PCGA chilenos, debido a que tenían amortización, la Sociedad reconocía diferencias temporarias por estos activos.
- 10) **Diferencia de cambio sociedad distinta moneda funcional:** Las conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta a la de la Sociedad, de acuerdo con lo indicado en la práctica, principios de consolidación y combinación de negocios originan diferencias de conversión que son contabilizadas en patrimonio.
- 11) **Diferencia de cambio ítems monetarios:** Corresponde a la diferencia de cambio de las partidas monetarias en pesos chilenos que tienen las filiales con moneda funcional dólar.
- 12) **Activación de Intereses:** Los gastos 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, se contabilizan en la obra en construcción.

5. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Efectivo en Caja	2.512.048	2.271.146	4.422.340
Saldo en Bancos	2.815.714	3.211.307	1.913.710
Depósitos a corto plazo	-	-	4.102.077
PRBC	-	-	57.865
Otros instrumentos de renta fija	13.910.828	45.999.588	252.430
Totales	19.238.590	51.482.041	10.748.422

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

Estos instrumentos, los depósitos a plazo y PRBC, 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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	19.125.552	51.320.512	10.557.527
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	113.038	161.529	190.895
Totales		19.238.590	51.482.041	10.748.422

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	64.876.217	1.526.290	53.161.705	787.075	57.734.477	137.529
Otras cuentas por cobrar, bruto	23.434.360	3.148.239	19.658.412	2.879.293	20.063.496	3.305.450
Totales	88.310.577	4.674.529	72.820.117	3.666.368	77.797.973	3.442.979
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	57.839.829	1.526.290	50.609.924	787.075	55.893.804	137.529
Otras cuentas por cobrar, neto	21.083.026	2.684.161	17.870.190	2.689.293	18.885.014	3.305.450
Totales	78.922.855	4.210.451	68.480.114	3.476.368	74.778.818	3.442.979

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2010 es de M\$83.133.306, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$71.956.482 y al 01 de enero de 2009 es de M\$78.221.797.

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. Otro aspecto importante que establece la ley 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 la ley, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2010 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 703 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas %
Residencial	630	37%
Comercial	45	25%
Industrial	5	25%
Otros	23	13%
Total	703	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 corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) El importe de los activos que estarían en mora si sus condiciones no hubieran sido renegociadas al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 2.625.479, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 3.807.380 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 2.484.024.
- d) Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 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	31-12-10	31-12-09	01-01-09
	Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	15.543.203	15.203.975	19.695.135
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.659.236	1.430.051	2.326.296
Con vencimiento entre seis y doce meses	734.690	854.820	1.197.130
Con vencimiento mayor a doce meses	147.578	425.461	409.470
Total	18.084.707	17.914.307	23.628.031

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	-	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	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.

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 2009	3.019.155
Aumentos (disminuciones) del período	1.720.339
Montos castigados	(209.491)
Saldo al 31 de diciembre 2009	4.530.003
Aumentos (disminuciones) del período	5.389.585
Montos castigados	(67.788)
Saldo al 31 diciembre de 2010	9.851.800

Durante diciembre 2010, la Administración de la Sociedad y sus asesores legales concluyeron que existía riesgo de incobrabilidad de una cuenta por cobrar en el extranjero (Estados Unidos), perteneciente a la filial indirecta SAGESA, relacionada con anticipos entregados para la confección de planta y equipos, debido a problemas de solvencia económica por parte del proveedor. Como consecuencia de ello se contabilizó una provisión de M\$2.660.637, con cargo a resultados del año. Actualmente la Sociedad ha iniciado gestiones judiciales para intentar el recupero de este valor.

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 diciembre de 2010, 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%
MSIP Condor SpA	40		40	0,0001%
Total	100	71.581.000	71.581.100	

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.

Las cuentas corrientes mercantiles pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	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\$	89.476	-	53.891	-	-	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	17.952	-	14.844	-	-	-
76.024.757-K	OTPP INVERSIONES ELECTRICAS SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.148	-	18	-	-	-
Totales							109.576	-	68.753	-	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	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 Común	CH\$	2.784.296	-	2.784.296	-	2.784.296	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.328.604	-	28.464.748	-	-	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.958.653	-	-	-	-	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.958.653	-	-	-	-	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.910.733	-	562	-	119.196	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	291	-	-	-	-	-
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	15.576	-	-	-
7.051.189-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	16.021	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	7.121	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	-	-	-	-
7.051.189-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	942	-	-	-
Totales							21.941.230	-	31.289.267	-	2.903.492	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Cuenta Mercantil	(1.241.133)	(27.920)
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Matriz	Cuenta Mercantil	(176.384)	-
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Matriz	Cuenta Mercantil	(177.123)	-

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 el año 2010 no correspondía elección de Directorio, por lo que se mantuvieron los mismos directores en sus cargos.

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

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

Director	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	942	-

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2010 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2011.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla y Thomas Gray, en atención a ser estos trabajadores dependientes de las sociedades matrices extranjeras de la Sociedad, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas. Sólo el Director Pedro Pablo Errázuriz Domínguez recibirá su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 son las siguientes:

Director	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	2.112	-	-

c) Pagos a personas relacionadas

Durante el año 2010, la Sociedad realizó pagos a personas relacionadas por un monto de M\$5.032, correspondiente a asesorías prestadas por Lawrence Coben, Director de empresas filiales.

d) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

8. Inventarios

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Clases de inventario	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	8.974.170	10.908.234	10.215.628
Materiales en tránsito	1.067.960	610.240	394.209
Existencias retail	925.932	1.187.974	153.528
Petróleo	2.102.552	877.294	1.116.909
Provisión por obsolescencia	(754.487)	(1.217.404)	(1.146.269)
Totales	12.316.127	12.366.338	10.734.005

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	23.078.258	16.726.150
Otros gastos por naturaleza (*)	3.582.004	2.158.361
Total	26.660.262	18.884.511

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$16.009.971 (M\$7.603.936 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2010 ascienden a M\$489.271 (M\$907.742 en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$ 310.557 para el período enero-diciembre de 2010, M\$ 433.693 para el período enero-diciembre de 2009.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuesto renta por recuperar	3.121.824	1.860.362	263.651
IVA Crédito fiscal por recuperar	195.771	650.010	1.480.601
Crédito por utilidades absorbidas	4.282.011	4.140.239	6.692.760
Crédito Sence	43.423	40.805	38.319
Diesel por recuperar	280.319	21.090	-
Otros	-	39.549	1.022.408
Totales	7.923.348	6.752.055	9.497.739

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuesto a la renta	1.737.188	469.174	653.518
Iva Débito fiscal	2.312.285	1.609.189	2.448.818
Otros	67.663	62.276	1.074.496
Totales	4.117.136	2.140.639	4.176.832

10. Otros Activos Financieros no Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Otros activos financieros no corriente	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	-	1.069.333	-	976.000	-	1.372.000
Impuesto específico por recuperar	-	6.593.098	-	5.854.638	-	5.264.273
Totales	-	7.662.431	-	6.830.638	-	6.636.273

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

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Activos intangibles neto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Activos intangibles identificables, neto	29.488.827	29.703.138	27.618.172
Servidumbres	26.921.214	26.921.214	26.921.214
Software	2.567.613	2.781.924	696.958

Activos intangibles bruto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	30.816.563	30.158.777	27.899.714
Servidumbres	26.921.214	26.933.214	26.933.216
Software	3.895.349	3.225.563	966.498

Amortización activos intangibles	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Activos intangibles identificables	(1.327.736)	(455.639)	(281.542)
Servidumbres	-	(12.000)	(12.002)
Software	(1.327.736)	(443.639)	(269.540)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Movimiento año 2010	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2009	2.781.924	26.921.214	29.703.138
Movimientos			
Adiciones	825.410	-	825.410
Retiros	(33.943)	-	(33.943)
Gastos por amortización	(1.005.778)	-	(1.005.778)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-
Total movimientos	(214.311)	-	(214.311)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	2.567.613	26.921.214	29.488.827

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Movimiento año 2009		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		696.958	26.921.214	27.618.172
Movimientos	Adiciones	2.259.105	-	2.259.105
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(174.134)	-	(174.134)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(5)	-	(5)
	Total movimientos	2.084.966	-	2.084.966
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		2.781.924	26.921.214	29.703.138

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 derechos de servidumbre y software, a la fecha de transición a IFRS, fueron revaluados por tasadores independientes y los adquiridos a partir de esa fecha se presentan al costo.

El período de explotación de los derechos de servidumbre, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con 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 diciembre de 2010, al 31 de diciembre 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Rut	Compañía	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061	124.944.061
91715000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.169	23.990.169	23.990.169
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945	49.471.945
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292	33.039.292
	Totales	231.445.467	231.445.467	231.445.467

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 una Sociedad vehículo de inversión llamada Inversiones Los Lagos Ltda..

En agosto de 2009, Los Lagos Ltda. se dividió en cuatro Sociedades, su continuadora legal "Inversiones Los Lagos Ltda.", más tres sociedades de responsabilidad limitada, que más tarde se transformaron en sociedades anónimas y que se denominaron Inversiones Los Lagos II ("Los Lagos II"), Inversiones Los Lagos III ("Los Lagos III") e Inversiones Los Lagos IV ("Los Lagos IV"), a las que se les asignaron, respectivamente, las acciones que tenía Inversiones Los Lagos Ltda. en

Saesa y Frontel y Sagesa. La continuadora legal fue absorbida por su sociedad dueña, Inversiones Los Ríos Ltda..

La división, aprobada por los socios también asignó la plusvalía comprada a Los Lagos II S.A. y Los Lagos III S.A., de acuerdo con los retornos esperados de los activos adquiridos Saesa y Frontel, respectivamente.

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 diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	416.068.015	400.319.982	387.205.651
Construcción en Curso	53.587.452	56.627.388	29.262.266
Terrenos	15.208.149	15.209.908	15.341.106
Edificios	9.093.537	8.608.062	9.168.837
Planta y Equipo	323.501.290	303.654.544	313.621.113
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.561.276	1.339.631	1.501.067
Instalaciones Fijas y Accesorios	574.936	675.028	773.163
Vehículos de Motor	2.980.250	3.773.445	3.784.499
Bienes Arrendados (Leasing)	6.871.847	7.900.544	10.238.546
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.689.278	2.531.432	3.515.054

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	510.200.667	485.234.027	458.866.433
Construcción en Curso	53.587.452	56.627.388	29.262.266
Terrenos	15.208.149	15.209.908	15.341.106
Edificios	13.846.534	13.122.965	13.630.866
Planta y Equipo	402.277.627	370.814.370	369.508.799
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.283.913	5.578.871	5.307.705
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.202.651	1.427.694	1.427.954
Vehículos de Motor	4.300.896	4.755.965	4.559.521
Bienes Arrendados (Leasing)	7.625.429	8.459.913	10.617.849
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.868.016	9.236.953	9.210.367

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(94.132.652)	(84.914.045)	(71.660.782)
Edificios	(4.752.997)	(4.514.903)	(4.462.028)
Planta y Equipo	(78.776.337)	(67.159.826)	(55.887.686)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.722.638)	(4.239.240)	(3.806.638)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(627.715)	(752.666)	(654.791)
Vehículos de Motor	(1.320.645)	(982.519)	(775.022)
Bienes Arrendados (Leasing)	(753.582)	(559.369)	(379.303)
Otros	(4.178.738)	(6.705.522)	(5.695.314)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el período 2010:

Movimiento año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	de Tecnologías de la Información,	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de bienes arrendados	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	56.627.388	15.209.908	8.608.062	1.339.631	675.028	3.773.445	7.900.544	2.531.432	303.654.544
Adiciones	27.459.035	51.616	809.529	1.090.602	21.575	60.317	-	1.229.940	39.080.217
Retiros	(32.553.542)	(34.215)	(30.241)	(56.849)	(20.188)	(224.079)	-	(6.521)	(5.169.065)
Gastos por depreciación	-	-	(277.907)	(811.719)	(98.802)	(621.292)	(259.398)	(1.062.657)	(12.233.930)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	(182.348)	-	(195.450)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	2.054.570	(19.160)	(15.906)	(389)	(2.676)	(8.141)	(586.950)	(2.916)	(1.635.026)
Total movimientos	(3.039.936)	(1.759)	485.475	221.645	(100.092)	(793.194)	(1.028.697)	157.846	19.846.746
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	53.587.452	15.208.149	9.093.537	1.561.276	574.936	2.980.250	6.871.847	2.689.278	323.501.290

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el período 2009:

Movimiento año 2009	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de bienes arrendados	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	29.262.266	15.341.106	9.168.837	1.501.067	773.163	3.784.499	10.238.546	3.515.054	313.621.113
Adiciones	29.259.022	-	9.407	377.413	26.879	1.047.986	-	151.608	3.842.883
Retiros	-	(67.796)	(244.425)	(22.684)	(5.550)	(533.343)	-	(25.683)	(95.856)
Gastos por depreciación	-	-	(271.605)	(514.127)	(109.612)	(511.481)	(283.522)	(1.079.920)	(11.999.890)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(1.893.900)	(63.402)	(54.151)	(2.059)	(9.852)	(14.217)	(2.054.480)	(29.627)	(1.713.706)
Total movimientos	27.365.122	(131.198)	(560.775)	(161.436)	(98.135)	(11.054)	(2.338.002)	(983.622)	(9.966.569)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	56.627.388	15.209.908	8.608.062	1.339.631	675.028	3.773.445	7.900.544	2.531.432	303.654.544

La Sociedad y sus filiales, han mantenido una política de realizar todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los 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

- Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución, subtransmisión y generación eléctrica se revalorizaron el 31 de diciembre de 2008. Las tasaciones que se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda, fueron utilizadas como costo adquirido para la transición a IFRS.
- Con fecha 27 de febrero de 2010 se produjo un terremoto que afectó a gran parte del territorio nacional y específicamente a parte de la zona de influencia de la filial Frontel S.A.. A partir del 03 de marzo de 2010, el sistema eléctrico de la Sociedad estaba en condiciones de otorgar suministro al 60% de sus clientes, porcentaje que aumento a más del 90% a partir del 10 de marzo. Al 31 de marzo, ese porcentaje era de un 99,87%, lo que implicaba 395 clientes sin acceso a suministro.

En virtud de la información que tiene disponible la Sociedad y sus filiales, se realizó una provisión por deterioro equivalente al 0,2% del valor total de la red de Frontel de M\$ 651.231.

- 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.
- Activos en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de la filial Sociedad Austral de Generación S.A., Sagesa.
- Los activos en construcción, según se explica en Nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M\$1.140.744 por el período terminado al 31 de diciembre de 2010, y a M\$785.143 por el período terminado al 31 de diciembre de 2009, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por a M\$1.555.013 por el período terminado al 31 de diciembre de 2010 y a M\$1.491.053 por el período terminado al 31 de diciembre de 2009.

- g) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

El 06 de junio de 2005, el proyecto Turbina Coronel fue vendido a CORPBANCA mediante un Contrato de Leaseback por un valor de M\$ 11.788.462. El valor equivalente en dólares de la venta, alcanzó a los US\$ 20,08 millones. Con esta misma fecha, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada la turbina. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing y un valor al 31 de diciembre de 2010 de M\$ 228.754.

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

	31-12-2010			31-12-2009			01-01-2009		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.035.325	70.859	964.466	1.121.674	95.134	1.026.540	1.499.051	298.680	1.200.371
Entre un año y cinco años	3.623.637	127.844	3.495.793	5.047.535	223.828	4.823.707	8.244.783	887.642	7.356.141
TOTAL	4.658.962	198.703	4.460.259	6.169.209	318.962	5.850.247	9.743.834	1.186.322	8.556.512

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 al ejercicio enero-diciembre 2010 y enero-diciembre 2009, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	2.063.953	2.156.642
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	(317.800)	(686.716)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	41.503	-
Otro gasto por impuesto corriente	7.698	21.990
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.795.354	1.491.916
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	1.129.050	5.482.196
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	66.394	1.249
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.195.444	5.483.445
Gasto por impuesto a las ganancias	2.990.798	6.975.361

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley N.20.455, "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a la tasa vigente para el año comercial 2010 de 17%, han llevado a que la Sociedad reconozca un menor gasto por impuesto a las ganancias de M\$134.426 al 31 de diciembre 2010.

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “Ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, es la siguiente:

Conciliación del gastos utilizando la tasa efectiva	31-12-2010	31-12-2009
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	16.327.804	28.681.976
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	(2.775.727)	(4.875.936)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	79.576	545.087
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(618.876)	(215.024)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	1	(2.317.674)
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	17.225	13.382
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	-	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(7.287.788)	(445.902)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	7.061.018	173.445
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	126.728	(10.526)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	304.264	243.171
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	102.781	(85.384)
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(215.071)	(2.099.425)
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(2.990.798)	(6.975.361)
Tasa Impositiva Efectiva	18,32%	24,32%

14.2. Impuestos diferidos

- a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	-	31.855.243	30.435.559	27.627.233
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	90.022	42.690	83.756	-	1.869	2.263
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	1.770.087	770.101	513.260	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	236.419	206.718	175.909	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	138.449	206.963	194.847	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	184.259	126.082	28.359	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	829.072	916.081	1.048.810	343.459	449.780	479.012
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	1.185.101	2.306.264	6.154.919	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	440.496	380.215	321.902	-	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	194.164	274.595	242.368	210.605	238.407	511.866
Impuestos diferidos relativos a Derivados	162.706	-	-	-	-	-
Leasing	807.237	994.542	1.454.607	-	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	398.740	329.800	375.802	-	-	-
Diferencia de cambio cuentas no monetarias	1.454.882	1.053.065	-	-	-	-
Diferencia de cambio	-	-	-	-	11.892	10.467
Total Impuestos Diferidos	7.891.634	7.607.116	10.594.539	32.409.307	31.137.507	28.630.841

- b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, del estado de situación consolidado en el período 2010 y 2009, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 31 de diciembre de 2008	10.594.539	28.630.841
Incremento (decremento)	(2.961.602)	2.506.666
Otros incrementos (decrementos)	(25.821)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2009	7.607.116	31.137.507
Incremento (decremento)	284.518	1.271.800
Saldo al 31 de diciembre de 2010	7.891.634	32.409.307

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

Los Otros pasivos financieros están compuestos sólo por los préstamos que devengan interés.

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	19.220.940	32.156.974	788.665	34.130.862	4.843.548	3.531.633
Bonos	4.424.869	252.988.671	15.993.853	257.400.155	17.059.386	268.858.490
Derivado (*)	781.797	-	-	-	-	-
Leasing	964.466	3.495.793	1.026.540	4.823.707	1.200.371	7.356.141
Totales	25.392.072	288.641.438	17.809.058	296.354.724	23.103.305	279.746.264

b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	anual	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	35.955	35.955	32.156.974	-	32.156.974
Chile	USD	anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	19.184.985	19.184.985	-	-	-
Totales					-	-	-	19.220.940	19.220.940	32.156.974	-	32.156.974

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2009 M\$
Chile	UF	semestral	2,37%	Sin Garantía	-	-	-	701.347	701.347	2.758.180	-	2.758.180
Chile	UF	anual	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	58.212	58.212	20.915.156	-	20.915.156
Chile	UF	anual	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526
Totales					-	-	-	788.665	788.665	34.130.862	-	34.130.862

Segmento País	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 01-01-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 01-01-2009 M\$
Chile	UF	semestral	6,11%	Sin Garantía	-	-	-	556.650	556.650	2.114.628	528.653	2.643.281
Chile	UF	semestral	6,11%	Sin Garantía	-	-	-	186.898	186.898	-	888.352	888.352
Chile	UF	mensual	0,98%	Sin Garantía	-	4.100.000	-	-	4.100.000	-	-	-
Totales					-	4.100.000	-	743.548	4.843.548	2.114.628	1.417.005	3.531.633

c) El desglose por banco de los "Préstamos Bancarios", vigentes al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	23.970	23.970	21.437.774	-	21.437.774
SAESA	BANCO BCI	97006000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	15.861.248	15.861.248	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
FRONTEL	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	3.323.737	3.323.737	-	-	-
Totales						-	19.220.940	19.220.940	32.156.974	-	32.156.974

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2009					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO SECURITY	97.053.000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	524.929	524.929	2.064.383	-	2.064.383
SAESA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	58.212	58.212	20.915.156	-	20.915.156
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97.053.000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	176.418	176.418	693.797	-	693.797
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526
Totales						-	788.665	788.665	34.130.862	-	34.130.862

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	01 de enero de 2009					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
SAESA	BANCO SECURITY	97.053.000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	556.650	556.650	2.643.281	-	2.643.281
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97.053.000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	186.898	186.898	888.352	-	888.352
SAGESA	CORPBANCA	97.023.000-9	UF	0,98%	MENSUAL	4.100.000	-	4.100.000	-	-	-
Totales						4.100.000	743.548	4.843.548	3.531.633	-	3.531.633

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009 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 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	51.493.320
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	19.012.545
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.429.892	2.429.892	-	84.542.538	84.542.538
Chile	UF	anual	5,70%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	80.162.812	80.162.812
Totales					-	-	-	4.424.869	4.424.869	27.603.779	225.384.892	252.988.671

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 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2009 M\$
Chile	UF	semestral	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.393.630	6.393.630	12.565.728	-	12.565.728
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	439.976	439.976	8.869.926	41.392.986	50.262.912
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	38.056	38.056	9.082.180	9.424.296	18.506.476
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	18.549.408
Chile	UF	anual	3,80%	Sin Garantía	-	-	-	5.917.602	5.917.602	21.518.453	57.834.902	79.353.355
Chile	UF	anual	5,70%	Sin Garantía	-	-	-	1.795.777	1.795.777	-	78.162.276	78.162.276
Totales					-	-	-	15.993.853	15.993.853	58.019.967	199.380.188	257.400.155

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 01-01-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 01-01-2009 M\$
Chile	UF	semestral	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.587.053	6.587.053	19.307.313	-	19.307.313
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	450.684	450.684	6.057.196	45.428.972	51.486.168
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	130.387	130.387	4.101.881	8.581.028	12.682.909
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.456.264	1.456.264	-	20.226.709	20.226.709
Chile	UF	anual	3,80%	Sin Garantía	-	-	-	6.352.054	6.352.054	18.796.538	66.679.002	85.475.540
Chile	UF	anual	5,70%	Sin Garantía	-	-	-	2.082.944	2.082.944	-	79.679.851	79.679.851
Totales					-	-	-	17.059.386	17.059.386	48.262.928	220.595.562	268.858.490

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y el 01 de enero 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	Sin Garantía	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	-	17.777.456
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.746	450.746	12.116.075	39.377.245	-	51.493.320
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	114.100	114.100	9.357.547	9.654.998	-	19.012.545
ELECTRICAS	BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	2.429.892	2.429.892	-	84.542.538	-	84.542.538
ELECTRICAS	BONO SERIE D/ N°559	UF	5,70%	Sin Garantía	-	-	-	-	80.162.812	-	80.162.812
Totales					-	4.424.869	4.424.869	27.603.779	225.384.892	-	252.988.671

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2009						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	Sin Garantía	-	1.408.812	1.408.812	5.983.680	12.565.728	-	18.549.408
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.393.630	6.393.630	12.565.728	-	-	12.565.728
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	439.976	439.976	8.869.926	41.392.986	-	50.262.912
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	38.056	38.056	9.082.180	9.424.296	-	18.506.476
ELECTRICAS	BONO SERIE A/N°506	UF	3,80%	Sin Garantía	-	5.917.602	5.917.602	21.518.453	57.834.902	-	79.353.355
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,70%	Sin Garantía	-	1.795.777	1.795.777	-	78.162.276	-	78.162.276
Totales					-	15.993.853	15.993.853	58.019.967	199.380.188	-	257.400.155

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	01 de enero 2009						
					Corriente			No Corriente			
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente	
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	1,49%	Sin Garantía	-	1.456.264	1.456.264	-	20.226.709	-	20.226.709
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.587.053	6.587.053	19.307.313	-	-	19.307.313
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	450.684	450.684	6.057.196	45.428.972	-	51.486.168
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	130.387	130.387	4.101.881	8.581.028	-	12.682.909
ELECTRICAS	BONO SERIE A/N°506	UF	3,80%	Sin Garantía	-	6.352.054	6.352.054	18.796.538	66.679.002	-	85.475.540
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,70%	Sin Garantía	-	2.082.944	2.082.944	-	79.679.851	-	79.679.851
Totales					-	17.059.386	17.059.386	48.262.928	220.595.562	-	268.858.490

- f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 31 de diciembre de 2010, diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
					Vencimiento					Vencimiento		Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$	
Chile	USD	SEMESTRAL	1,83%	Sin Garantía	-	-	-	964.466	964.466	3.495.793	-	-	3.495.793
Totales					-	-	-	964.466	964.466	3.495.793	-	-	3.495.793

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
					Vencimiento					Vencimiento		Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2009 M\$	
Chile	USD	SEMESTRAL	1,83%	Sin Garantía	-	-	-	1.026.540	1.026.540	4.267.966	555.741	-	4.823.707
Totales					-	-	-	1.026.540	1.026.540	4.267.966	555.741	-	4.823.707

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
					Vencimiento					Vencimiento		Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 01-01-2009 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 01-01-2009 M\$	
Chile	USD	semestral	1,83%	Sin Garantía	-	-	-	1.200.371	1.200.371	6.620.955	735.186	-	7.356.141
Totales					-	-	-	1.200.371	1.200.371	6.620.955	735.186	-	7.356.141

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

	31-12-2010			31-12-2009			01-01-2009		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.035.325	70.859	964.466	1.121.674	95.134	1.026.540	1.499.051	298.680	1.200.371
Entre un año y cinco años	3.623.637	127.844	3.495.793	5.047.535	223.828	4.823.707	8.244.783	887.642	7.356.141
TOTAL	4.658.962	198.703	4.460.259	6.169.209	318.962	5.850.247	9.743.834	1.186.322	8.556.512

- g) Colocación de Bonos

Con fecha 28 de diciembre de 2010, se realizó el prepagó de la totalidad de los Bonos Serie A, el monto pagado ascendió a UF 4.024.058.

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

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

Con fecha 17 de agosto de 2007, Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., que fuera absorbida por la Sociedad, colocó los bonos Serie A, con cuyos fondos pagó anticipadamente la deuda subordinada que mantenía con CALYON NEW YORK BRANCH.

La Sociedad colocó un total de 4.600 bonos de la serie A, con cargo a la Línea número 506 aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros, por un monto total de UF 4.600.000.

Durante el mes de enero de 2005, la filial Saesa refinanció los Bonos Series C y D mediante la colocación de dos nuevas series de bonos, Series E y F, actualmente vigentes.

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

Con fecha 14 de enero de 2005, se prepagó el remanente de la serie C equivalente a 4.000 Unidades de Fomento.

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

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

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

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

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

h) Otros Aspectos

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

Ratios financieros (medido sobre estados financieros consolidados)

En la Sociedad:

Bonos Serie D:

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

Bonos Serie E:

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

En la filial Saesa:

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

En la filial Frontel:

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

Al 31.12.2010, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones.

16. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Eléctricas del Sur S.A. y sus filiales son los siguientes:

16.1.1. 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, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente. En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

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

Se espera que en el corto plazo sea presentado un nuevo proyecto de modificación relacionado con el fomento de la eficiencia energética mediante el desarrollo e implementación de redes inteligentes (smart grid).

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 SAGESA está enfocada en la venta de su energía a SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot.

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

Cabe señalar que también existen costos asociados a la comercialización y transporte de energía los cuales se encuentran contemplados en la legislación eléctrica y dependiendo del tipo de contrato, pueden ser transferidos o no al cliente final.

La Sociedad monitorea periódicamente el comportamiento del mercado de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

c) Fijación de tarifas de distribución

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

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

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

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa, 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.

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

e) Contratos de suministro

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

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

f) Abastecimiento de energía

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

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

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

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2010 – 2012).

16.2. Riesgo financiero

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

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

Cerca del 76% de la deuda financiera está a tasa fija, un 17% a tasa variable y un 7% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap.

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.

Con fecha 3 de septiembre de 2010, las filiales Saesa y Frontel suscribieron deudas en USD a tasa variable Libo por MUS\$ 23.185 (M\$10.851.038 al 31.12.2010) y MUS\$ 7.056 (M\$3.323.737 al 31.12.2010), respectivamente. Adicionalmente, con fecha 13 de octubre de 2010, la filial Saesa

suscribió una nueva deuda en USD a tasa variable Libo por MUSD 10.504 (M\$4.916.071 al 31.12.2010).

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, las sociedades contrataron Cross Currency Swap, de esta forma las sociedades protegen su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 7%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

16.2.2. Variación UF

El 92% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad.

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

16.2.3. Tasa de interés

En la actualidad el 83% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB y Libo a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 529 durante el periodo enero - diciembre de 2010. Para este análisis no se considero los créditos en USD que a partir de septiembre tomaron las filiales de la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31/12/2010	31/12/2009
Tasa Interés Variable	17%	17%
Tasa Interés Protegida	7%	0%
Tasa Interés Fija	76%	83%

16.2.4. Riesgo de liquidez

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

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. 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 del Grupo.

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

Adicionalmente Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

16.2.5. Riesgo de crédito

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

La Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 ó 24 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:

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	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 importante 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

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	83.133.306	-	-	83.133.306
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	109.576	-	-	109.576
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	19.238.590	-	-	-	19.238.590
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.662.431	-	-	7.662.431

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	71.956.482	-	-	71.956.482
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	68.753	-	-	68.753
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	51.482.041	-	-	-	51.482.041
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	6.830.638	-	-	6.830.638

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	78.221.797	-	-	78.221.797
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	-	-	-	-
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	10.748.422	-	-	-	10.748.422
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	6.636.273	-	-	6.636.273

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	313.251.713	-	-	313.251.713
Derivado	-	-	-	781.797	781.797
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	46.684.748	-	-	46.684.748
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	21.941.230	-	-	21.941.230

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	314.163.782	-	-	314.163.782
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	53.338.365	-	-	53.338.365
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	31.289.267	-	-	31.289.267

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	302.849.569	-	-	302.849.569
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	41.799.856	-	-	41.799.856
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	2.903.492	-	-	2.903.492

16.2.7 Instrumentos derivados

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

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

Al 31 de diciembre de 2010, 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	31.12.2010	31.12.2009	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps	Saesa	615.187	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps	Frontel	166.610	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total		781.797				

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad y sus filiales no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

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 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	2.512.048	2.512.048
Saldo en Bancos	2.815.714	2.815.714
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	78.922.855	78.922.855

Pasivos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	51.377.914	46.643.554
Bonos	257.413.540	279.662.580
Leasing	4.460.259	4.504.349
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	46.684.748	46.684.748

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

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

- a) El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- b) 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.
- c) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez. La valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- d) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

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

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valoración, 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 diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Proveedores por compra de energía	32.529.348	46.155.599	33.606.213
Proveedores por compra de combustible y gas	3.343.540	441.613	297.304
Cuentas por pagar bienes y servicios	8.909.112	5.359.239	6.150.555
Dividendos por pagar a terceros	104.082	134.902	68.336
Cuentas por pagar instituciones fiscales	216.672	207.815	170.867
Otras cuentas por pagar	1.581.994	1.039.197	1.506.581
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	46.684.748	53.338.365	41.799.856

18. Provisiones

18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.223.460	1.215.994	1.095.337
Provisión por beneficios anuales	3.386.211	3.296.918	2.813.318
Totales	4.609.671	4.512.912	3.908.655

b) El movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	4.512.912
Movimientos en provisiones	-
Provisiones adicionales	1.254.438
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.556.449
Provisión utilizada	(2.714.128)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	96.759
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	4.609.671

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	3.908.655
Movimientos en provisiones	-
Provisiones adicionales	266.151
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.261.120
Provisión utilizada	(946.399)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	23.385
Total movimientos en provisiones	604.257
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	4.512.912

18.2. Otras provisiones a corto plazo

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corriente		
	31-12-2010	31-12-2009	01-01-2009
	M\$	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.058.877	1.506.766	844.715
Totales	1.058.877	1.506.766	844.715

b) El movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	1.506.766
Movimientos en provisiones	-
Provisiones adicionales	583.185
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(69.117)
Provisión utilizada	(383.031)
Reversos de provisión no utilizada.	(578.924)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(447.887)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	1.058.877

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	844.715
Movimientos en provisiones	-
Provisiones adicionales	676.930
Incremento (decremento) en provisiones existentes	168.747
Provisión utilizada	(27.283)
Reversos de provisión no utilizada	(156.343)
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	662.051
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	1.506.766

18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 es el siguiente:

	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.003.829	4.165.329	3.735.793
Totales	5.003.829	4.165.329	3.735.793

b) El movimiento de las provisiones no corrientes durante el período 2010 es el siguiente:

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	3.735.793
Provisión del período	549.088
Pagos en el período	(119.552)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	4.165.329
Provisión del período	1.019.835
Pagos en el período	(181.335)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	5.003.829

c) Hipótesis actuariales utilizadas

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

d) Provisiones no corrientes

De acuerdo con lo indicado en la política de reconocimiento de beneficios a los empleados (por IAS), la Sociedad revisó la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de estos beneficios. La tasa resultante para el año 2010 fue de 4,05%, lo que implicó un mayor pasivo por M\$ 352.729 (respecto de la tasa de 5,0% utilizada en 2009), equivalente a un 7,58% de la obligación total. El efecto fue cargado a resultados del año.

18.4. Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados anuales, 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 Procesal	Monto M\$
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	2547-2006	Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento de trabajador de contratista ocurrida en el año 1999. (Hernández con SAESA)	Recurso de casación rechazado. Pendiente cumplimiento por parte del deudor principal	10.728
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	21.456
SAESA	1° Juzgado de Letras de Pto. Montt	6743-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en domicilio. (Sanhueza con SAESA)	Proceso en etapa de prueba.	21.456
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4642-MULTA 74	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4643-MULTA 76	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4644-MULTA 73	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4645-MULTA 75	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4646-MULTA 77	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	11.282
SAESA	Juzgado de Letras de Quellón	258	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	790
SAESA	1° Juzgado Laboral de Puerto Montt	85-2008	Demanda laboral subsidiaria (Marchant con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	400-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por reposición tardía de suministro. (Chovar con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia en etapa de prueba	23.000
SAESA	5° Juzgado Civil de Santiago	C-33096-2008	Demanda de cobro de pesos por traslado de redes eléctricas. (Fisco con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2005-2009	Demanda de nulidad de convenio de pago (Prociat con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4925-09	Demanda juicio sumario de comodato precario (Avenida con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4924-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (Rojas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4921-09	Demanda en juicio sumario de comodato precario (González con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Lonchoche	8293	Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial indígena (Antillanca con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	18.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	1979-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por daños derivados de problemas de voltaje. (González Cárdenas con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	38.350
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	356-09	Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por faenas de roce (Quil con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.623
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Huaihuén Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1 instancia	121.600
SAESA	1° Juzgado de Letras de Puerto Montt	5047-10	Demanda de indemnización de perjuicios (Ulloa con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	392.500
SAESA	2° Juzgado de Letras de Osorno	21610	Demanda de indemnización de perjuicios contractual (Frigorífico con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	25.974
SAESA	Juzgado del Trabajo de Puerto Montt	RUC: 10-4-0044520-1	Demanda laboral subsidiaria (Velásquez con SAESA)	Proceso pendiente	1.864
SAESA	Juzgado de Trabajo de Temuco	RUC: 10-4-0046989-5	Demanda laboral subsidiaria (Fuentes Silva con Soto y SAESA)	Proceso pendiente	16.419

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
FRONTEL	1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	21.456
FRONTEL	8° Juzgado de letras de Santiago	10.500-2006	Demanda de indemnización de perjuicios Inversiones Tierra Nueva	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado de letras de Temuco	1521-05	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Cariqueo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	4459-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Moreno con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	300.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	4395-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Contreras con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	5.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1997-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Marín con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	477.000
FRONTEL	Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Sentencia de primer grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en 2° instancia	21.456
FRONTEL	6° J. Civil Santiago	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1.128
FRONTEL	1 Juzgado de Letras de Osorno	335-10	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Sánchez con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	115.464
FRONTEL	2° Juzgado de Letras de Osorno	19187	Demanda de indemnización de perjuicios (Garrido Poo con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	61.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	21.456
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	19-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Von Baer con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	21.456
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30827	Demanda de indemnización de perjuicios (Guzmán con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	24.000
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chile chico	3588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal (Pérez con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 1 instancia. Estado de abandono de procedimiento	21.456
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	019-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	6.769
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	24-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	135.378
LUZ OSORNO	1° Juzgado de Letras de Osorno	545-10	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual (Neaguel con Luz Osorno)	Proceso pendiente en 1° instancia	60.000

Al 31 de diciembre de 2010, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF1.000.

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

b) Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	31.964
SAESA	Res. Ex. 159 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	9.401
SAESA	Res. Ex. 160 DRX de fecha 27.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	16.922
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	18.803
SAESA	Res. Ex. 3488 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	93.862
SAESA	Res. Ex. 2510 de fecha 31.12.10	VIAL	Falta de permiso validez	En trámite.	1.880
SAESA	Res. Ex. 2509 de fecha 31.12.10	VIAL	Falta de permiso validez	En trámite.	1.880
FRONTEL	Res. Ex. 3487 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	15.343
FRONTEL	Res. Ex. 199 de fecha 20.12.10	SEC	Falta de roce y mantenimiento.	En trámite.	9.401
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de reposición pendiente.	18.803
STS	Res. 3941/10/35 de fecha 25.05.10	SEC	Ley de subcontratación.	Pagada 21.10.10	0
STS	Res. Multa 8225/10/67 de fecha 03.12.10	DIR. TRABAJO	Condiciones sanitarias contratista.	En trámite.	2.256
EDELAYSÉN	Res. Ex. 182 DRX de fecha 23.11.10	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente	3.761
EDELAYSÉN	Res. Ex. 183 DRX de fecha 24.11.10	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente	11.282
EDELAYSÉN	Res. Ex. 3478 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	48.285
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.10	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	24.443
LUZ OSORNO	Res. Ex. 3489 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	8.123
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 3620/07/72 de fecha 01.10.07	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Reclamo de ilegalidad	8.273
SAESA	Res. Ex. 7717/08/20 de fecha 01.01.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente solicitud de invalidación	1.504
SAESA	Res. Ex. 107 de fecha 12.11.07	SEC	Calidad de producto	Multa pendiente de pago.	9.401
SAESA	Res. Ex. 8030/08/39 de fecha 24.04.08	DIR. TRABAJO	Laborales	Multa pendiente de pago	2.256
SAESA	Res. Ex. 138 de fecha 31.08.09	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	28.204
SAESA	Res. Ex. 2263 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	60.469
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.07	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de reposición	6.769
FRONTEL	Res. Ex. 101 de fecha 12.11.08	SEC	Mantenimiento	Pago pendiente.	11.282
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.025
EDELAYSÉN	Res. Ex. 074 de fecha 18.08.09	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.880
EDELAYSÉN	Res. Ex. 091 de fecha 17.09.09	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	11.282
EDELAYSÉN	Res. Ex. 2266 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	6.769
LUZ OSORNO	Res. Ex. 234 de fecha 03.07.07	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente	978
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2262 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.708

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 diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al		
	31-12-2010	31-12-2009	01-01-2009
	M\$	M\$	M\$
Obras FNDR	8.689.718	6.534.790	6.936.736
Otras obras de terceros	3.000.159	2.344.285	897.145
Total otros pasivos no financieros corrientes	11.689.877	8.879.075	7.833.881

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad, y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.

20. Patrimonio

20.1. Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. ascendía a M\$ 348.613.121 y M\$ 371.863.815 al 01 de enero de 2009. 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 ley les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la ley les confiere a las acciones ordinarias, pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

20.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2010 se ratificó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2009, lo que significó la distribución de M\$3.988.000.

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

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

20.1.3. Disminuciones de capital

Con fecha 12 de mayo de 2009 se aprobó una disminución de capital por un monto de hasta M\$23.250.694. Dicha disminución de capital se aprobó dando estricto cumplimiento a la política de distribución de excedentes financieros de la Sociedad, consistente en no repartir montos superiores a los excedentes financieros que genera y, en todo caso, dando siempre cumplimiento a sus obligaciones y compromisos financieros.

20.1.4. Otras reservas

El detalle de otras reservas para cada período es el siguiente:

	Cambio en otras reservas				Saldo al 31 de diciembre de 2010
	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Trasposos enero a diciembre de 2010 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2010	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.996.176)		(2.505.423)		(4.501.599)
Reservas de cobertura				175.086	175.086
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Totales	8.810.742	0	(2.505.423)	175.086	6.480.405

	Cambio en otras reservas				Saldo al 31 de diciembre de 2009
	Saldo al 01 de enero de 2009 M\$	Trasposos enero a diciembre de 2009 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2009 M\$		
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos			(1.996.176)		(1.996.176)
Otras reservas varias	2.300.552	8.506.366			10.806.918
Totales	2.300.552	8.506.366	(1.996.176)		8.810.742

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.

20.1.5. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre 2009, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(1.094.512)	(1.040.659)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	(3.407.087)	(955.517)
Totales	(4.501.599)	(1.996.176)

20.1.6. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 01 de enero de 2009, 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

M\$	Utilidad líquida distribuable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/09	(3.317.376)	373.036	(2.944.340)
Transferencia y otros cambios	(58.506)		(58.506)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	21.315.281		21.315.281
Dividendos (incluye provisión del período)	(4.278.126)		(4.278.126)
Saldo final al 31/12/09	13.661.273	373.036	14.034.309

Para el ejercicio 2009 (año de transición a IFRS), la utilidad distribuable se determinó como la utilidad en PCGA chilenos. En 2009 la distribución de utilidades era aprobada en Junta Ordinaria de acuerdo con PCGA chilenos.

M\$	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/10	13.661.273	373.036	14.034.309
Transferencia y otros cambios	(882.773)		(882.773)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	13.014.806		13.014.806
Dividendos (incluye provisión del período)	(3.904.442)		(3.904.442)
Saldo final al 31/12/10	21.888.864	373.036	22.261.900

La utilidad distributable del ejercicio 2010, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2010, esto es M\$ 13.014.806.

20.2. 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.

20.3. 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 diciembre la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

20.4. 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 diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales			Patrimonio de filiales			Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio			Participaciones No Controladores (resultado)	
		31-12-2010	31-12-2009	01-01-2009	31-12-2010	31-12-2009	01-01-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	01-01-2009	31-12-2010	31-12-2009
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,82030	6,82030	8,18750	58.940.383	56.136.675	53.165.569	4.005.296	4.303.773	4.019.911	3.828.689	4.352.932	273.173	293.530
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	0,00751	0,00751	0,00975	308.138.803	322.674.907	310.422.658	23.977.409	21.342.150	23.157	24.249	30.251	1.802	1.604
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	0,73276	0,99568	1,00108	118.737.711	121.468.809	126.380.553	3.365.825	7.720.988	870.067	1.209.443	1.265.173	24.664	76.876
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	0,00000	19.197.738	19.901.828	3.086.014	1.258.642	(4.248.993)	255	265	-	17	(57)
76.042.977-5	INVERSIONES LOS LAGOS LTDA.	0,00000	0,00000	0,07849	-	-	522.828.522	0	0	-	-	410.369	-	12.411
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	0,07731	0,07731	0,00000	357.548.258	371.603.502	-	23.920.893	6.560.312	276.421	287.286	-	18.493	5.072
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	0,07731	0,07731	0,00000	150.614.662	155.316.727	-	3.081.010	2.126.818	116.440	120.075	-	2.381	1.644
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	0,00000	19.106.310	19.813.395	-	1.253.660	35.640	14.346	14.878	-	941	27
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00259	0,00259	0,00000	526.873.691	547.131.601	-	28.175.193	8.757.548	13.646	14.171	-	729	227
Totales										5.334.243	5.499.056	6.058.725	322.200	391.334

21. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados Consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Venta de Energía	311.136.389	317.344.064
Ventas de energía	311.136.389	317.344.064
Otras Prestaciones y Servicios	6.792.602	10.588.985
Apoyos	991.705	2.911.161
Arriendo de medidores	1.286.843	1.914.908
Cortes y reposición	2.449.071	1.552.346
Pagos fuera de plazo	1.838.347	3.513.410
Otros	226.636	697.160
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	317.928.991	327.933.049
Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	14.396.363	12.268.670
Venta de materiales y equipos	5.807.622	5.200.017
Arrendamientos	2.157.284	1.661.760
Intereses Créditos y Préstamos	449.646	475.385
Ingresos Retail	3.665.627	2.281.558
Otros Ingresos (*)	5.639.619	909.119
Total Otros ingresos, por naturaleza	32.116.161	22.796.509

(*) El rubro otros ingresos incluye el pago de indemnización asociada al siniestro de la Turbina de la Central Coronel de la filial SAGESA ocurrido con fecha 04 de diciembre de 2007, ascendente después de costos asociados a la suma única y total de M\$3.575.377, suma que incluye daño físico y perjuicio por paralización. Los fondos ingresaron a SAGESA con fecha 29 de junio de 2010.

22. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	218.771.086	232.503.594
Combustibles para generación	10.526.146	8.904.862
Totales	229.297.232	241.408.456

23. Gastos de Personal

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos de Personal	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	16.071.471	15.297.595
Provisión costo de vacaciones	98.133	273.656
Otros costos de personal	1.875.855	1.834.013
Indemnización por años de servicios	1.572.007	1.186.682
Activación costo de personal	(1.555.013)	(1.491.053)
Totales	18.062.453	17.100.893

24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Depreciaciones	15.365.707	14.770.157
Amortizaciones de Intangibles	1.005.778	174.135
Pérdidas por deterioro	1.029.029	-
Totales	17.400.514	14.944.292

25. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	10.272.552	8.139.031
Sistema Generación	3.060.508	3.099.455
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	8.441.856	7.867.015
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	1.035.635	1.108.557
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.881	18.776
Provisiones y Castigos	5.517.938	1.901.016
Gastos de Administración	7.569.631	7.290.078
Otros Gastos por Naturaleza	12.915.951	9.592.794
Total Otros Gastos por Naturaleza	48.816.952	39.016.722

Como consecuencia del terremoto producido con fecha 27 de febrero de 2010, que afectó a gran parte del territorio nacional y, específicamente, a una parte de la zona de influencia de las filiales Frontel y Sagesa, el Grupo dispuso en forma inmediata de la máxima cantidad de recursos para regularizar sus instalaciones y otorgar suministro eléctrico a sus clientes. La reparación del sistema eléctrico en las áreas afectadas sumado al aislamiento en que quedaron varias de ellas implicó un mayor costo de mantenimiento del sistema, respecto del año 2009. Los costos asociados al terremoto alcanzaron los M\$ 1.595.651 y están registrados en la cuenta Operación y Mantenimiento del Sistema Eléctrico.

26. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	838.381	553.588
Otros ingresos financieros	105.014	845.139
Total Ingresos Financieros	943.395	1.398.727
Costos Financieros	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(536.691)	(665.955)
Gastos por bonos	(15.885.664)	(12.671.172)
Gastos por leaseback	(109.006)	(229.284)
Otros Gastos Financieros	(1.766.262)	(1.453.207)
Activación Gastos financieros	1.140.744	785.143
Total Costos Financieros	(17.156.879)	(14.234.475)
Resultado por unidades de reajuste	(8.000.775)	6.346.097
Diferencias de cambio	557.005	(2.652.116)
Positivas	569.650	1.097.639
Negativas	(12.792)	(3.738.291)
Total Costos Financieros	(24.600.649)	(10.540.494)
Total Resultado Financiero	(23.657.254)	(9.141.767)

27. Información por Segmento

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

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

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

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

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

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA							
	31-12-10	31-12-09	1-01-09	31-12-10	31-12-09	1-01-09	31-12-10	31-12-09	1-01-09	31-12-10	31-12-09	1-01-09	31-12-10	31-12-09						
ACTIVOS CORRIENTES																				
Activos Corrientes en Operación																				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4.945.044	27.054.139	3.057.746	667.032	491.111	533.121	605.729	29.440	61.733	2.349.897	3.929.434	33.633	4.192.904	4.687.333	371.223	-	-	-	12.760.606	36.191.457
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	39.032.346	31.893.983	35.569.792	2.747.178	2.476.418	2.325.924	3.968.518	3.623.846	626.420	6.824.523	6.603.975	7.423.318	3.343.462	3.087.014	3.097.816	-	-	-	55.916.025	47.685.236
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	20.744.322	12.343.189	10.363.592	210.161	330.776	1.077	21.511	452.052	3.263.495	8.097.460	647.210	82.053	4.837.945	1.442	68.328	(30.691.989)	(12.551.496)	(13.277.382)	3.219.410	1.223.173
Inventarios	5.154.512	6.168.481	5.225.209	197.484	51.612	47.900	1.120.238	1.011.204	1.078.014	-	-	1.207.247	1.422.374	967.405	-	-	-	7.679.481	8.653.671	
Activos por Impuestos Corrientes	1.052.948	727.521	3.958.353	89.485	-	269.274	163.163	1.963.691	139.301	96.065	151.951	1.481.284	404.140	387.819	656.922	-	-	-	1.805.801	3.230.982
Otros Activos no Financieros Corrientes	159.119	146.855	357.472	5.830	10.504	8.265	149.833	107.692	81.486	-	-	4.016	131.953	130.737	94.067	-	-	-	446.735	395.869
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	71.088.291	78.334.268	58.532.164	3.917.168	3.360.421	3.185.562	6.028.992	7.187.925	5.250.449	17.367.945	11.332.570	9.024.304	14.117.651	9.716.719	5.255.761	(30.691.989)	(12.551.496)	(13.277.382)	81.828.058	97.380.407
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	71.088.291	78.334.268	58.532.164	3.917.168	3.360.421	3.185.562	6.028.992	7.187.925	5.250.449	17.367.945	11.332.570	9.024.304	14.117.651	9.716.719	5.255.761	(30.691.989)	(12.551.496)	(13.277.382)	81.828.058	97.380.407
ACTIVOS NO CORRIENTE																				
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.069.333	976.000
Otros Activos no Financieros, No Corriente	507	2.462	25.592	-	-	-	59.430	59.430	62.350	67.985	84.790	1.059	1.059	1.059	-	-	-	-	123.346	130.936
Derechos por Cobrar no Corrientes	2.328.801	2.430.573	2.344.955	20.332	20.731	13.133	27.691	20.438	-	-	-	-	12.847	17.888	17.249	-	-	-	2.389.671	2.489.630
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	5.771.542	6.001.974	3.912.328	24.351	24.351	24.351	18.915.436	18.915.616	18.916.198	-	-	-	35.399	15.402	16.199	-	-	-	24.748.728	24.957.543
Plusvalía	124.944.061	124.944.061	124.944.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.944.061	124,944,061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	125,096,517	119,940,338	117,875,205	13,887,544	13,734,083	13,606,247	80,668,624	72,270,659	60,213,960	-	-	-	51,503,344	52,832,612	52,867,537	-	-	-	271,156,029	258,777,692
Activos por Impuestos Diferidos	2,213,607	2,742,782	6,344,932	40,186	52,703	43,481	66,283	68,820	71,476	1,244	-	753,437	133,765	130,210	120,944	-	-	-	2,455,085	2,994,515
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	414,047,690	386,035,184	386,222,956	13,972,413	13,831,868	13,687,212	99,737,464	91,335,163	79,280,101	63,594	67,985	638,227	52,755,747	53,973,171	54,394,988	(153,692,655)	(141,972,984)	(130,775,883)	426,884,253	415,270,377
TOTAL ACTIVOS	485,135,981	476,369,452	444,755,120	17,889,581	17,192,289	16,872,774	105,766,456	98,523,088	84,530,550	17,431,539	11,400,555	9,862,531	66,873,398	63,689,890	59,650,749	-184,384,644	-154,524,490	-144,053,265	508,712,311	512,650,784
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																				
PASIVOS CORRIENTES																				
Pasivos Corrientes en Operación																				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	17,065,251	7,454,803	7,724,774	-	176,418	186,898	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,065,251	7,631,221
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	19,900,904	22,602,525	19,440,185	1,488,554	429,335	242,552	5,471,895	10,179,693	7,115,172	2,796,522	4,497,474	2,893,848	1,148,742	918,189	157,518	-	-	-	30,807,617	38,627,216
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	28,704,010	1,355,022	4,516,891	1,826,573	729,821	789,345	14,180,530	9,478,966	3,508,690	5,237,758	1,728,902	4,098,283	1,119,637	1,325,026	2,131,654	(30,691,989)	(12,551,496)	(13,277,382)	20,156,619	2,066,041
Otras provisiones a corto plazo	523,619	533,635	430,400	40,421	144,850	54,088	19,546	33,352	31,004	-	-	-	257,594	226,673	26,326	-	-	-	841,180	938,510
Pasivos por Impuestos corrientes	1,255,656	1,024,574	1,485,289	123,480	157,838	169,328	364,117	130,917	321,050	1,071,925	20,920	-	433,281	173,229	1,250	-	-	-	3,248,459	1,507,478
Otros pasivos no financieros corrientes	3,708,243	3,472,256	3,212,917	257,678	765,603	1,047,063	599,713	20,745	-	-	-	-	353,810	316,280	11,290	-	-	-	4,919,444	4,574,884
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	2,375,445	2,415,389	2,123,649	58,296	63,377	55,367	241,469	226,918	213,205	0	0	0	358,033	362,711	299,408	0	0	0	3,033,152	3,056,095
Total Pasivos Corrientes en Operación	73,533,128	38,856,204	38,934,105	3,574,912	2,467,242	2,544,661	20,877,269	20,070,191	11,187,121	9,106,205	6,247,196	6,992,131	3,672,097	3,322,108	2,627,446	-30,691,989	-12,551,496	-13,277,382	80,071,622	58,411,445
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	73,533,128	38,856,204	38,934,105	3,574,912	2,467,242	2,544,661	20,877,269	20,070,191	11,187,121	9,106,205	6,247,196	6,992,131	3,672,097	3,322,108	2,627,446	-30,691,989	-12,551,496	-13,277,382	80,071,622	58,411,445
PASIVOS NO CORRIENTES																				
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	91,943,639	104,314,655	86,119,671	-	693,797	888,352	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91,943,639	105,008,452
Pasivo por Impuestos Diferidos	8,944,694	8,319,618	7,457,228	728,996	655,670	563,721	6,845,320	6,722,547	6,258,012	161,978	234,922	493,448	3,977,769	3,995,985	3,650,149	-	-	-	20,658,757	19,928,742
Otros pasivos no financieros no corrientes	11,683	10,636	10,368	232	231	142	678,205	73,990	70,480	-	-	-	19,458	18,573	17,697	-	-	-	709,578	103,430
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2,564,034	2,193,432	1,811,090	31,425	33,174	24,327	211,354	161,595	197,578	-	-	-	263,691	216,549	180,888	-	-	-	3,070,504	2,604,750
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	103,464,050	114,838,341	95,398,357	760,653	1,382,972	1,476,542	7,734,879	6,958,132	6,526,970	161,978	234,922	493,448	4,260,918	4,231,107	3,837,734	0	0	0	116,382,478	127,645,374
TOTAL PATRIMONIO NETO	308,138,803	322,674,907	310,422,658	13,554,016	13,342,175	12,851,571	77,154,308	71,494,765	66,817,359	8,163,356	4,918,437	2,376,952	58,940,383	56,136,675	53,165,569	-153,692,655	-141,972,984	-130,775,883	312,258,211	326,593,965
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	485,135,981	476,369,452	444,755,120	17,889,581	17,192,289	16,872,774	105,766,456	98,523,088	84,530,550	17,431,539	11,400,555	9,862,531	66,873,398	63,689,890	59,650,749	-184,384,644	-154,524,490	-144,053,265	508,712,311	512,650,784

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Activos Corrientes en Operación										
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6.112.662	13.372.799	10.755	14.241	-	-	354.567	1.903.544	19.238.590	51.482.041
Otros Activos Financieros, Corriente	-	-	102.765	111.346	-	-	-	-	102.765	111.346
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	22.285.682	19.973.848	719.142	821.030	-	-	2.006	-	78.922.855	68.480.114
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	1.542.790	1.776.108	3.904.868	1.559.482	(45.124.000)	(9.456.034)	36.566.508	4.966.024	109.576	68.753
Inventarios	2.619.873	3.213.692	2.016.773	498.975	-	-	-	-	12.316.127	12.366.338
Activos por Impuestos Corrientes	578.922	7.604	289.564	28.001	-	-	5.249.061	3.485.468	7.923.348	6.752.055
Otros Activos no Financieros, Corrientes	98.551	80.126	390.194	427.419	-	-	-	-	935.480	903.433
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	33.238.480	38.424.177	7.434.061	3.460.494	(45.124.000)	(9.456.034)	42.172.142	10.355.036	119.548.741	140.164.080
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	33.238.480	38.424.177	7.434.061	3.460.494	(45.124.000)	(9.456.034)	42.172.142	10.355.036	119.548.741	140.164.080
ACTIVOS NO CORRIENTE										
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	6.593.098	5.854.638	-	-	-	-	7.662.431	6.830.638
Otros Activos No Financieros, No Corriente	-	6.135	-	-	-	-	-	-	137.616	151.341
Derechos por Cobrar no Corrientes	1.820.780	986.738	-	-	-	-	-	-	4.210.451	3.476.368
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.742.092	4.745.582	7	13	-	-	-	-	29.488.827	29.703.138
Plusvalía	23.990.169	23.990.169	-	-	-	-	82.511.237	82.511.237	231.445.467	231.445.467
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	119.658.939	116.265.200	25.253.047	25.277.090	-	-	-	-	416.068.015	400.319.982
Activos por Impuestos Diferidos	1.112.588	758.974	4.323.643	3.853.627	-	-	318	-	7.891.634	7.607.116
Otros Activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	151.424.063	146.843.167	36.169.795	34.985.368	(1.499.002.338)	(1.556.330.771)	1.581.428.668	1.638.765.909	696.904.441	679.534.050
TOTAL ACTIVOS	184.662.543	185.267.344	43.603.856	38.445.862	(1.544.126.338)	(1.565.786.805)	1.623.600.810	1.649.120.945	816.453.182	819.698.130
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS										
PASIVOS CORRIENTES										
Pasivos Corrientes en Operación										
Otros Pasivos Financieros, Corriente	4.932.463	1.437.918	964.466	1.026.540	-	-	2.429.892	7.713.379	25.392.072	17.809.058
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	10.623.061	13.309.027	4.863.247	1.049.856	-	14	390.823	352.252	46.684.748	53.338.365
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	2.100.044	3.593.125	12.130.364	8.810.377	(45.124.000)	(9.456.048)	32.678.303	26.275.772	21.941.230	31.289.267
Otras provisiones a corto plazo	217.697	548.947	-	19.309	-	-	-	-	1.058.877	1.506.766
Pasivos por Impuestos corrientes	792.526	624.133	7.712	933	-	-	68.439	8.095	4.117.136	2.140.639
Otros pasivos no financieros corrientes	6.770.433	4.298.662	-	5.529	-	-	-	-	11.689.877	8.879.075
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.483.914	1.351.638	92.605	95.179	0	0	0	0	4.609.671	4.512.912
Total Pasivos Corrientes en Operación	26.920.138	25.163.450	18.058.394	11.007.723	(45.124.000)	(9.456.034)	35.567.457	34.349.498	115.493.611	119.476.082
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	26.920.138	25.163.450	18.058.394	11.007.723	(45.124.000)	(9.456.034)	35.567.457	34.349.498	115.493.611	119.476.082
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	28.496.656	29.006.934	3.495.793	4.823.707	-	-	164.705.350	157.515.631	288.641.438	296.354.724
Passivo por Impuestos Diferidos	8.683.802	8.160.770	2.730.926	2.609.210	-	-	336.022	438.785	32.409.307	31.137.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.116	10.196	-	-	-	-	-	-	721.694	113.626
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.812.320	1.457.185	121.005	103.394	-	-	-	-	5.003.829	4.165.329
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	39.004.694	38.635.085	6.347.724	7.536.311	-	-	165.041.372	157.954.416	326.776.268	331.771.186
TOTAL PATRIMONIO NETO	118.737.711	121.468.809	19.197.738	19.901.828	(1.499.002.338)	(1.556.330.771)	1.422.991.981	1.456.817.031	374.183.303	368.450.862
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	184.662.543	185.267.344	43.603.856	38.445.862	(1.544.126.338)	(1.565.786.805)	1.623.600.810	1.649.120.945	816.453.182	819.698.130

	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA	
Estado Resultados Integrales	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al	01/01/2010 al	01/01/2009 al
Ganancia (Pérdida)	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	150.673.572	165.683.501	10.920.446	12.020.324	15.878.768	12.116.993	45.719.668	39.941.079
Otros ingresos, por Naturaleza	11.740.868	8.991.571	356.422	196.362	1.267.494	941.697	26.064	27.793
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(120.750.274)	(135.338.043)	(8.514.918)	(9.015.771)	(111.535)	(363.052)	(43.214.754)	(36.738.216)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(7.648.702)	(7.589.215)	(252.156)	(245.179)	(970.455)	(779.056)	-	-
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.683.420)	(5.450.749)	(481.269)	(557.172)	(1.973.219)	(1.873.551)	-	-
Otros Gastos por Naturaleza	(16.121.307)	(14.619.211)	(852.697)	(857.938)	(2.869.626)	(1.884.844)	(47.093)	(81.774)
Otras Ganancias (Pérdidas)	165.800	(193.131)	-	(7.901)	11.101	(2.155)	3.299.564	-
Ingresos Financieros	716.667	448.315	10.832	18.514	6.734	7.738	186.487	12.395
Costos Financieros	(4.188.035)	(4.569.975)	(44.824)	(51.721)	(5.349)	(4.290)	(418)	(49.226)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	19.511.767	15.644.836	-	-	-	-	-	-
Diferencias de Cambio	6.603	44.708	(45)	-	(13.175)	35.888	539.640	1.017.043
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.590.406)	2.084.381	(16.097)	15.697	29.666	2.557	5.944	(23.411)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	24.833.133	25.136.988	1.125.694	1.515.215	11.250.404	8.197.925	6.515.102	4.105.683
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(855.724)	(3.794.838)	(141.661)	(261.917)	(1.852.724)	(1.387.070)	(1.101.330)	(523.539)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas	23.977.409	21.342.150	984.033	1.253.298	9.397.680	6.810.855	5.413.772	3.582.144
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas								
Ganancia (pérdida)	23.977.409	21.342.150	984.033	1.253.298	9.397.680	6.810.855	5.413.772	3.582.144

	EDELAYSEN		ELIMINACION		SAESA CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales	01-01-2010 al	01-01-2009 al	01-01-2010 al	01-01-2009 al	01-01-2010 al	01-01-2009 al
Ganancia (Pérdida)	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	23.899.142	24.785.282	(11.748.174)	(15.601.088)	235.343.422	238.946.091
Otros ingresos, por Naturaleza	1.025.126	557.528	-	-	14.415.974	10.714.951
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(13.478.406)	(13.348.806)	11.748.174	15.601.088	(174.321.713)	(179.202.800)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(1.439.540)	(1.383.036)	-	-	(10.310.853)	(9.996.486)
Gasto por Depreciación y Amortización	(2.141.780)	(2.165.328)	-	-	(11.279.688)	(10.046.800)
Otros Gastos por Naturaleza	(3.444.793)	(3.369.338)	-	-	(23.335.516)	(20.813.105)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(7.836)	(2.078)	-	-	3.468.629	(205.265)
Ingresos Financieros	286.891	167.689	(689.138)	(117.228)	518.473	537.423
Costos Financieros	(3.271)	(2.216)	689.138	117.228	(3.552.759)	(4.560.200)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	-	-	(19.511.767)	(15.644.836)	-	-
Diferencias de Cambio	428	(7.117)	-	-	533.451	1.090.522
Resultados por Unidades de Reajuste	12.853	(5.577)	-	-	(2.558.040)	2.073.647
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	4.708.814	5.227.003	(19.511.767)	(15.644.836)	28.921.380	28.537.978
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(703.518)	(923.230)	-	-	(4.654.957)	(6.890.594)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas	4.005.296	4.303.773	(19.511.767)	(15.644.836)	24.266.423	21.647.384
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas						
Ganancia (pérdida)	4.005.296	4.303.773	(19.511.767)	(15.644.836)	24.266.423	21.647.384

	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales	01-01-2010 al	01-01-2009 al	01-01-2010 al	01-01-2009 al	01-01-2010 al	01-01-2009 al	01-01-2010 al	01-01-2009 al	01-01-2010 al	01-01-2009 al
Ganancia (Pérdida)	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	82.580.311	88.979.028	16.648.322	9.552.612	0	0	0	0	317.928.991	327.933.049
Otros ingresos, por Naturaleza	5.719.505	4.008.731	6.334.971	2.085.731	5.645.711	5.975.945	5.645.711	5.987.096	32.116.161	22.796.509
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(58.682.726)	(63.508.278)	(12.375.672)	(6.968.596)	0	0	0	0	(229.297.233)	(241.408.456)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(7.283.143)	(6.614.783)	(468.457)	(489.624)	0	0	0	0	(18.062.453)	(17.100.893)
Gasto por Depreciación y Amortización	(4.709.344)	(4.144.941)	(1.214.710)	(752.551)	0	0	(196.772)	0	(17.400.514)	(14.944.292)
Otros Gastos por Naturaleza	(12.748.184)	(9.049.411)	(7.295.803)	(4.291.380)	(5.085.525)	(4.702.735)	(5.437.448)	(4.862.546)	(48.816.951)	(39.016.722)
Otras Ganancias (Pérdidas)	72.439	(216.721)	(24.011)	(13.466)	0	0	0	0	3.517.057	(435.452)
Ingresos Financieros	178.439	341.521	44.617	632.723	(464.685)	(998.338)	201.866	(112.940)	943.395	1.398.727
Costos Financieros	(665.618)	(785.084)	(475.626)	(975.257)	464.685	998.338	(12.462.876)	(7.913.934)	(17.156.879)	(14.234.475)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	15.841	11.704	0	0	(28.175.835)	(24.757.380)	56.807.770	17.438.797	0	0
Diferencias de Cambio	1.435	(16.341)	21.077	(3.718.423)	0	0	1.042	(7.874)	557.005	(2.652.116)
Resultados por Unidades de Reajuste	(709.936)	409.390	(294.833)	(365.406)	0	0	(4.437.966)	4.228.466	(8.000.775)	6.346.097
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	3.769.019	9.414.815	899.875	(5.303.637)	(27.615.649)	(23.484.170)	40.121.327	14.757.065	16.327.804	28.681.976
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(403.194)	(1.693.827)	358.767	1.054.644	0	0	1.708.586	554.416	(2.990.798)	(6.975.361)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas	3.365.825	7.720.988	1.258.642	(4.248.993)	(27.615.649)	(23.484.170)	41.829.913	15.311.481	13.337.006	21.706.615
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia (pérdida)	3.365.825	7.720.988	1.258.642	(4.248.993)	(27.615.649)	(23.484.170)	41.829.913	15.311.481	13.337.006	21.706.615

28. Hechos Posteriores

Con fecha 16 de enero de 2011, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Presidente y Director de la Sociedad del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, cesando en su cargo de conformidad a lo señalado en el artículo 37 de la Ley de Sociedades Anónimas.

En sesión celebrada el 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Por otra parte, el cargo vacante dejado a la renuncia del señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez se mantendrá hasta que la próxima Junta Ordinaria de Accionistas elija los miembros del Directorio.

En el período comprendido entre el 01 de enero de 2011 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

29. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

Empresa	Concepto del desembolso	Concepto	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$
Saesa	Asesorías medioambientales	Gasto	3.414	3.020
Saesa	Gestión de residuos	Gasto	357	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Gasto	748	383
Saesa	Permisos sectoriales y otros	Activo	1.244	265
Saesa	Proyectos de inversión	Activo	-	5.022
Saesa	Evaluación plan de manejo	Activo	1.735	7.348
Saesa	Reforestaciones	Activo	85.157	28.562
Frontel	Asesorías medioambientales	Gasto	498	2.142
Frontel	Gestión de residuos	Gasto	483	-
Frontel	Otros gastos medioambientales	Gasto	2.840	367
Frontel	Proyectos de inversión	Activo	23.368	-
Frontel	Reforestaciones	Activo	11.123	7.800
STS	Asesorías medioambientales	Gasto	385	501
STS	Otros gastos medioambientales	Gasto	1.081	23
STS	Permisos sectoriales y otros	Activo	-	33
STS	Proyectos de inversión	Activo	72.951	7.817
	Mejoramiento de suelo S/E Antillanca - S/E Barro Blanco		21.957	-
	DIA línea Correntoso - Aihuapi		5.197	-
	DIA línea Nalcas - Aihuapi		4.961	-
	DIA línea Casualidad - Lican		4.686	-
	Traslado línea AT (monitoreo Arquelógico)		-	7.817
	Otras inversiones		6.738	-
	Proyectos Rupanco		29.412	-
STS	Reforestaciones	Activo	34.852	4.033
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Gasto	2.622	78
Edelaysen	Gestión de residuos	Gasto	104	6.577
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Gasto	1.839	178
Edelaysen	Permisos sectoriales y otros	Activo	141	1.096
Edelaysen	Proyectos de inversión	Activo	-	1.376
Edelaysen	Reforestaciones	Activo	8.937	50.211
Sagesa	Asesorías medioambientales	Gasto	3.709	2.220
Sagesa	Gestión de residuos	Gasto	12.683	12.993
Sagesa	Otros gastos medioambientales	Gasto	110	-
Sagesa	Permisos sectoriales y otros	Activo	773	1.684
Sagesa	Proyectos de inversión	Activo	8.292	10.056
	Totales		279.444	153.784

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

30. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

30.1. 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 diciembre de 2010 son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Fecha Liberación de Garantía			
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	2010 (M\$)	2011 (M\$)	2012 (M\$)	2013 (M\$)
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	17.687	-	17.687	-	-
DIR. REGIONAL VIALIDAD, R. AISEN	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.000	1.000	2.000	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33.141	12.088	21.053	-	-
Director Regional Vialidad R. de L. Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	15.517	2.151	3.745	9.622	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.209.253	74.769	4.142.713	346.399	645.372
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.095.874	-	1.905.709	190.164	-
Gobierno Regional IX Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.554.290	1.761.322	1.792.968	-	-
Ilustre Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	80.932	80.932	-	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.793	-	8.793	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	781.641	-	781.641	-	-
DIRECCION DE VIALIDAD LOS LAGOS	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	965	-	-	965	-
Dirección Nacional de Aeropuertos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.576	-	7.576	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	31.735	-	31.735	-	-
Director Vialidad X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.221	3.007	10.214	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	78.141	23.396	54.745	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.473.773	732.593	741.180	-	-
Gobierno Regional de Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	89.597	-	89.597	-	-
Gobierno Regional X Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.790.376	505.609	801.578	483.189	-
I MUNICIPALIDAD DE CALBUCO	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.400	2.400	-	-	-
I MUNICIPALIDAD DE PALENA	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.400	1.400	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Chaiten	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	6.000	3.000	3.000	-	-
Ilustre Municipalidad de Llanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.000	4.000	4.000	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullin	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.500	3.500	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	69.315	-	-	69.315	-
Ilustre Municipalidad de Quellón	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33.526	33.526	-	-	-
SERVIU Osorno X REGION	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.447	-	-	3.447	-
Sociedad Consecionaria de los lagos S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	42.882	-	42.882	-	-
Tecnored S.A	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.202	-	1.202	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.319	-	5.319	-	-
HIDROENERSUR S.A	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	85.681	85.681	-	-	-
Totales					15.548.184	3.330.374	10.469.337	1.103.102	645.372

Según lo indicado en Nota N° 13 de Propiedades, Planta y Equipo, la filial Sagesa hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada una turbina obtenida bajo modalidad de arrendamiento financiero. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing, es decir vence en el año 2015, y un su valor contable al 31 de diciembre de 2010 de M\$228.754. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 4.460.259 en diciembre 2010 y M\$5.850.247 en diciembre 2009.

30.2. Otros activos financieros corrientes

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 ser frente a los pagos semestrales.

31. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre, 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\$ 6.081.410.

32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31-12-2010										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.028.992	99.737.464	20.877.269	7.734.879	15.878.768	9.397.680
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	14.117.651	52.755.747	3.672.097	4.260.918	23.899.142	4.005.296
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.917.168	13.972.413	3.574.912	760.653	10.920.446	984.033
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	17.367.945	63.594	9.106.205	161.978	45.719.668	5.413.772
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	71.088.291	414.047.690	73.533.128	103.464.050	150.673.572	23.977.409
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.238.480	151.424.063	26.920.138	39.004.694	82.580.311	3.365.825
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	7.434.061	36.169.795	18.058.394	6.347.724	16.648.322	1.258.642
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.193.660	357.586.498	7.231.900	-	-	23.920.893
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	1.000.688	150.593.782	979.808	-	-	3.081.010
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	354	19.178.603	72.647	-	-	1.253.660
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.191.811	527.174.206	8.492.326	-	-	28.175.193

RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.187.925	91.335.163	20.070.191	6.958.132	9.954.948	5.126.037
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.687.333	53.973.171	3.322.108	4.231.107	18.974.883	3.529.703
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	491.111	13.831.868	2.467.242	1.382.872	9.155.623	615.315
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.929.434	67.985	6.247.196	234.922	32.408.857	3.622.843
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	27.054.139	398.035.184	38.856.204	114.838.341	128.700.035	18.297.240
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	13.372.799	146.843.167	25.163.450	38.635.085	48.256.262	5.239.258
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	14.241	34.985.368	11.007.723	7.536.311	6.398.079	(3.891.638)
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	-	372.121.457	517.955	-	-	6.560.312
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	2.249.197	153.297.664	230.134	-	-	2.126.818
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	337	19.881.662	68.604	-	-	35.640
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	842.103	546.311.384	21.886	-	-	8.757.548

33. 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 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	0,90%	-	293.684	293.684	32.697.872	-	-	-	32.697.872
Chile	DÓLAR	1,95%	138.501	14.294.324	14.432.825	-	-	-	-	-
Chile	DÓLAR	2,26%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-	-
		Totales	-	19.616.477	19.754.978	32.697.872	-	-	-	32.697.872

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	2,37%	-	762.310	762.310	2.222.884	703.524	-	-	2.926.408
Chile	UF	0,90%	-	586.065	586.065	25.100.544	7.926.650	-	-	33.027.194
		Totales	-	1.348.375	1.348.375	27.323.428	8.630.174	-	-	35.953.602

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente a 01/01/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 01/01/2009	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	2,37%	-	958.159	958.159	2.329.562	2.780.564	-	-	5.110.126
Chile	UF	1,84%	-	300.969	300.969	9.335.022	24.429.980	-	-	33.765.002
		Totales	-	1.259.128	1.259.128	11.664.584	27.210.544	-	-	38.875.128

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente	
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento				
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31-12-2010 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$		Más de cinco años M\$
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	195.782	195.782	195.782	21.798.581	-	-	21.798.581
96.956.660-6	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,95%	1,95%	106.184	10.958.982	11.065.166	-	-	-	-	-
96.956.660-7	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	2,26%	2,26%	-	5.028.469	5.028.469	-	-	-	-	-
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	97.902	97.902	10.899.291	-	-	-	10.899.291
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO BCI	DÓLAR	1,95%	1,95%	32.317	3.335.342	3.367.659	-	-	-	-	-
				Totales		138.501	19.616.477	19.754.978	32.697.872	-	-	-	32.697.872

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente	
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento				
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31-12-2009 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$		Más de cinco años M\$
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	142.716	142.716	408.165	129.914	-	-	538.079
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	55.929	55.929	160.917	47.953	-	-	208.870
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	66.570	66.570	220.943	70.922	-	-	291.865
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	5.384	5.384	15.515	4.925	-	-	20.440
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	14.358	14.358	41.219	13.120	-	-	54.339
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	12.564	12.564	36.068	11.479	-	-	47.547
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	4.989	4.989	14.376	4.563	-	-	18.939
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	8.974	8.974	25.856	8.208	-	-	34.064
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	5.914	5.914	18.177	5.512	-	-	23.609
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	10.499	10.499	32.270	9.786	-	-	42.056
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	217.639	217.639	624.791	198.863	-	-	823.654
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	216.774	216.774	624.587	198.279	-	-	822.866
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	390.710	390.710	16.733.696	5.284.433	-	-	22.018.129
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	195.355	195.355	8.366.848	2.642.217	-	-	11.009.065
				Totales		-	1.348.375	1.348.375	27.323.428	8.630.174	-	-	35.953.602

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente	
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento				
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		01-01-2009 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$		Más de cinco años M\$
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	177.135	177.135	428.058	269.283	-	-	697.341
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	63.611	63.611	170.089	101.145	-	-	271.234
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	97.173	97.173	232.046	1.466.856	-	-	1.698.902
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	6.718	6.718	16.236	10.216	-	-	26.452
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	17.915	17.915	43.173	27.194	-	-	70.367
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	15.676	15.676	37.777	23.795	-	-	61.572
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	6.226	6.226	15.045	9.465	-	-	24.510
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	11.197	11.197	27.059	17.025	-	-	44.084
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	7.378	7.378	18.750	11.572	-	-	30.322
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	13.100	13.100	33.288	20.545	-	-	53.833
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	271.555	271.555	654.401	412.199	-	-	1.066.600
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	UF	2,37%	2,37%	-	270.475	270.475	653.640	411.269	-	-	1.064.909
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	UF	1,84%	1,84%	-	200.639	200.639	6.052.691	16.235.598	-	-	22.288.289
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera SA.	BANCO ESTADO	UF	1,84%	1,84%	-	100.330	100.330	3.282.331	8.194.382	-	-	11.476.713
				Totales		-	1.259.128	1.259.128	11.664.584	27.210.544	-	-	38.875.128

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente al 31/12/2010
Chile	UF	2,50%	-	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
Chile	UF	2,83%	-	182.158	182.158	2.661.668	4.594.706	-	7.256.374
Chile	UF	1,49%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
Chile	UF	5,00%	-	4.291.110	4.291.110	12.873.330	29.257.560	99.475.761	141.606.651
Chile	UF	4,00%	-	2.101.013	2.101.013	10.298.664	17.164.440	123.583.968	151.047.072
Totales			895.962	10.129.894	11.025.856	44.791.915	83.988.458	270.403.910	399.184.283

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente al 31/12/2009
Chile	UF	3,50%	-	6.882.375	6.882.375	13.110.745	-	-	13.110.745
Chile	UF	2,59%	-	2.605.022	2.605.022	10.733.414	25.318.246	42.215.296	78.266.956
Chile	UF	2,83%	-	180.946	180.946	3.684.271	16.159.526	-	19.843.797
Chile	UF	1,49%	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371
Chile	UF	4,13%	-	7.899.654	7.899.654	22.653.016	34.268.535	55.462.730	112.384.281
Chile	UF	5,00%	-	4.451.401	4.451.401	13.452.910	22.814.880	11.182.834	47.450.624
Totales			892.376	22.902.852	23.795.228	68.748.021	106.371.227	118.917.526	294.036.774

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 01/01/2009	Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente al 01/01/2009
Chile	UF	3,50%	3.664.390	3.608.549	7.272.939	20.479.016	-	-	20.479.016
Chile	UF	2,59%	1.334.178	2.668.356	2.668.356	8.005.026	26.718.381	48.114.100	82.837.507
Chile	UF	2,88%	-	944.097	944.097	556.033	556.891	3.248.673	4.361.597
Chile	UF	1,49%	932.299	923.182	1.855.481	5.347.460	8.182.369	11.828.052	25.357.881
Chile	UF	3,80%	-	2.329.737	2.329.737	13.728.324	23.260.601	119.266.167	156.255.092
Chile	UF	5,00%	-	4.290.376	4.290.376	12.871.128	21.451.880	115.840.174	150.163.182
Totales			5.930.867	13.430.119	19.360.986	60.986.987	80.170.122	298.297.166	439.454.275

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31-12-2010						
								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
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	2,67%	2,59%	0	2.668.791	2.668.791	13.828.939	25.153.071	38.532.065	77.514.075
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	2,83%	2,83%	0	182.158	182.158	2.661.668	4.594.706	-	7.256.374
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	1,49%	1,49%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	5,57%	5,00%	0	4.291.110	4.291.110	12.873.330	29.257.560	99.475.761	141.606.651
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	4,00%	4,00%	0	2.101.013	2.101.013	10.298.664	17.164.440	123.583.968	151.047.072
Totales								895.962	10.129.894	11.025.856	44.791.915	83.988.458	270.403.910	399.184.283

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31-12-2009						
								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
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	3,50%	3,50%	-	6.882.375	6.882.375	13.110.745	-	-	13.110.745
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	2,67%	2,59%	-	2.605.022	2.605.022	10.733.414	25.318.246	42.215.296	78.266.956
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	2,83%	2,83%	-	180.946	180.946	3.684.271	16.159.526	-	19.843.797
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	1,49%	1,49%	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	3,80%	4,13%	-	7.899.654	7.899.654	22.653.016	34.268.535	55.462.730	112.384.281
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	5,57%	5,00%	-	4.451.401	4.451.401	13.452.910	22.814.880	11.182.834	47.450.624
Totales								892.376	22.912.852	23.805.228	68.748.021	106.371.227	118.917.526	294.036.774

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	01-01-2009						
								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
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	3,50%	3,50%	3.664.390	3.608.549	7.272.939	20.479.016	-	-	20.479.016
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	2,59%	2,59%	1.334.178	2.668.356	2.668.356	8.005.026	26.718.381	48.114.100	82.837.507
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile			UF	2,88%	2,88%	-	944.097	944.097	556.033	556.891	3.248.673	4.361.597
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	1,49%	1,49%	932.299	923.182	1.855.481	5.347.460	8.182.369	11.828.052	25.357.881
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	3,80%	4,13%	-	2.329.737	2.329.737	13.728.324	23.260.601	119.266.167	156.255.092
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile			UF	5,70%	5,00%	-	4.290.376	4.290.376	12.871.128	21.451.880	115.840.174	150.163.182
Totales								5.930.867	13.430.119	19.360.986	60.986.987	80.170.122	298.297.166	439.454.275

c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31-12-2010							
							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	
77.531.500-4	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile Ltda.	Chile	Banco Corbanca	Chile	US\$	1,81%	-	1.035.325	1.035.325	3.105.974	517.662	-	-	3.623.636
Totales							-	1.035.325	1.035.325	3.105.974	517.662	-	-	3.623.636

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31-12-2009							
							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	
77.531.500-4	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile Ltda.	Chile	Banco Corbanca	Chile	US\$	1,81%	-	1.121.675	1.121.675	3.365.024	1.682.512	-	-	5.047.536
Totales							-	1.121.675	1.121.675	3.365.024	1.682.512	-	-	5.047.536

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	01-01-2009							
							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	
77.531.500-4	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile Ltda.	Chile	Banco Corbanca	Chile	US\$	1,81%	-	538.726	538.726	3.232.354	1.616.177	-	-	5.925.983
Totales							-	538.726	538.726	3.232.354	1.616.177	-	-	5.925.983

34. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	01-01-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Activos Corrientes en Operación					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Dólar	113.038	161.529	190.895
Otros Activos Financieros, Corrientes	Dólar	Dólar	102.765	111.346	148.701
Total Activos Corrientes en Operación			215.803	272.875	339.596
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			215.803	272.875	339.596
ACTIVOS NO CORRIENTE					
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Dólar	Dólar	25.987.153	25.277.090	27.757.224
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			25.987.153	25.277.090	27.757.224
TOTAL ACTIVOS			26.202.956	25.549.965	28.096.820
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS					
PASIVOS CORRIENTES					
Pasivos Corrientes en Operación					
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Dólar	20.149.451	1.026.540	1.200.371
Total Pasivos Corrientes en Operación			20.149.451	1.026.540	1.200.371
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			20.149.451	1.026.540	1.200.371
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	Dólar	Dólar	3.495.793	4.823.707	7.356.141
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			3.495.793	4.823.707	7.356.141
TOTAL PASIVOS			23.645.244	5.850.247	8.556.512

35. Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	31-12-2010	31-12-009
	M\$	M\$
Indemnización Término Contrato	3.299.564	-
Ingreso o pérdida en venta de activos fijos	217.493	(435.452)
Totales	3.517.057	(435.452)

El valor por M\$3.299.564, corresponde al pago de una indemnización por término anticipado de contrato de compraventa de energía, que la filial SGA mantenía con otra generadora. El contrato fue terminado el 01 de agosto de 2010.