Estados Financieros Consolidados Intermedios

correspondientes al período terminado al 31 de marzo de 2010

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. y FILIALES

REEMISIÓN

Miles de pesos

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera Intermedios
Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Activos Corrientes en Operación				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	49.822.708	51.482.041	10.748.422
Otros Activos Financieros, Corriente	30	452.589	111.346	148.701
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	68.613.457	68.480.114	74.778.793
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	77.465	68.753	-
Inventarios	8	12.995.172	12.366.338	10.734.005
Activos por Impuestos Corrientes	9	7.778.203	6.807.731	9.501.442
Otros Activos no Financieros, Corrientes		813.715	903.433	1.039.077
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.		**140.553.309**	**140.219.756**	**106.950.440**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**140.553.309**	**140.219.756**	**106.950.440**
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	6.964.610	6.830.638	6.636.273
Otros Activos No Financieros, No Corriente		144.959	151.341	180.302
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	3.281.120	3.476.368	3.442.979
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	12	29.486.185	29.703.138	27.618.172
Plusvalía		231.445.467	231.445.467	231.445.467
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	402.658.959	400.319.982	387.205.651
Activos por Impuestos Diferidos	14	7.497.016	7.607.116	10.594.539
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**681.478.316**	**679.534.050**	**667.123.383**
TOTAL ACTIVOS		**822.031.625**	**819.753.806**	**774.073.823**

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera Intermedios
Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009
(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	20.626.086	17.809.058	23.103.305
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	52.740.651	56.079.376	44.660.523
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	29.015.574	28.548.256	43.847
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	1.109.812	1.506.766	844.715
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	3.364.646	2.196.315	4.180.535
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	10.075.002	8.879.075	7.832.835
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	2.086.866	4.512.912	3.908.655
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**119.018.637**	**119.531.758**	**84.574.415**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**119.018.637**	**119.531.758**	**84.574.415**
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	296.907.972	296.354.724	279.746.264
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	31.511.154	31.137.507	28.630.841
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		115.166	113.626	107.758
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	4.165.557	4.165.329	3.735.793
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**332.699.849**	**331.771.186**	**312.220.656**
PATRIMONIO NETO				
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora				
Capital Emitido	20	348.613.121	348.613.121	371.863.815
Ganancias (pérdidas) Acumuladas		15.047.142	14.034.309	278.126
Otras Reservas	20	1.155.106	304.376	(921.914)
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		**364.815.369**	**362.951.806**	**371.220.027**
Participaciones No Controladoras		5.497.770	5.499.056	6.058.725
TOTAL PATRIMONIO		**370.313.139**	**368.450.862**	**377.278.752**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**822.031.625**	**819.753.806**	**774.073.823**

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Consolidados Integrales Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009
(En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2010 al 31/03/2010 M$	01/01/2009 al 31/03/2009 M$
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	70.425.413	84.754.007
Otros ingresos, por Naturaleza	21	3.629.389	3.100.794
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(50.595.926)	(61.553.312)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(4.061.646)	(3.883.120)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(4.454.294)	(3.679.768)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(9.458.071)	(7.701.086)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(7.580)	(31.209)
Ingresos Financieros	26	373.763	395.078
Costos Financieros	26	(3.343.815)	(3.329.571)
Diferencias de Cambio	26	(172.411)	(1.402.497)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	(748.454)	6.096.904
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		**1.586.368**	**12.766.220**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(529.214)	(2.053.695)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuadas		**1.057.154**	**10.712.525**
Ganancia (pérdida Procedente de Operaciones Discontinuadas			
Ganancia (pérdida)		**1.057.154**	**10.712.525**
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		977.782	10.586.458
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras		79.372	126.067
Ganancia (pérdida)		**1.057.154**	**10.712.525**
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuadas	$/acción	13,6598	147,8946
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuadas	$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	$/acción	**13,65978**	**147,89460**

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Consolidados Integrales Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009
(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integral		01/01/2010 al 31/03/2010 M$	01/01/2009 al 31/03/2009 M$
Ganancia (Pérdida)		**1.057.154**	**10.712.525**
Componentes de Otro Resultado Integral, Antes de Impuestos			
Diferencias de Cambio por Conversión			
Ganancias (pérdidas) por Diferencia de Cambio de Conversión Antes de Impuestos	20	851.420	(344.863)
Otros Resultado Integral, Antes de Impuestos, Diferencias de Cambio por Conversión		**851.420**	**(344.863)**
Otro Resultado Integral		**851.420**	**(344.863)**
Resultado Integral Total		**1.908.574**	**10.367.662**

Resultado Integral Atribuible a			
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.828.512	10.241.890
Resultado Integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		80.062	125.772
Resultado Integral Total		**1.908.574**	**10.367.662**

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estado de cambios en el patrimonio
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo 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 remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2010	**348.613.121**			**0**	**(1.996.176)**			**2.300.552**	**304.376**	**14.034.309**	**362.951.806**	**5.499.055**	**368.450.861**
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	348.613.121	-	-	0	(1.996.176)	-	-	2.300.552	304.376	14.034.309	362.951.806	5.499.055	368.450.861
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										977.782	977.782	79.372	1.057.154
Otro resultado integral					850.730				850.730		850.730	690	851.420
Resultado integral									-		1.828.512	80.062	1.908.574
Dividendos									-		-		-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios									-		-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									-	35.051	35.051	(81.347)	(46.296)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto									-		0		0
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	850.730	-	-	0	850.730	1.012.833	1.863.563	(1.285)	1.862.278
Saldo Final al 31/03/2010	**348.613.121**	-	-	**0**	**(1.145.446)**	-	-	**2.300.552**	**1.155.106**	**15.047.142**	**364.815.369**	**5.497.770**	**370.313.139**

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 remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2009	**371.863.815**			**0**				**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 Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	371.863.815	-	-	0	-	-	-	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)										10.586.458	10.586.458	126.067	10.712.525
Otro resultado integral					(344.568)				(344.568)		(344.568)	(295)	(344.863)
Resultado integral											10.241.890	125.772	10.367.662
Dividendos									-		-	-	-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios									-		-		
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios										247.178	247.178		247.178
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto											0	-	0
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(344.568)	-	-	-	(344.568)	10.833.636	10.489.068	125.772	10.614.840
Saldo Final al 31/03/2009	**371.863.815**	-	-	-	**(344.568)**	-	-	**2.300.552**	**1.955.984**	**7.889.296**	**381.709.095**	**6.184.497**	**387.893.592**

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Directo
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009
(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2010 al 31/03/2010	01/01/2009 al 31/03/2009
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		**95.896.504**	**97.158.628**
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		94.000.259	97.158.628
Otros cobros por actividades de operación		1.896.245	-
Clases de pagos		**(89.566.776)**	**(82.674.141)**
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(83.143.166)	(75.261.028)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(4.845.916)	(3.736.965)
Otros pagos por actividades de operación		(1.577.694)	(3.676.148)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(968.330)	(1.126.627)
Otras entradas (salidas) de efectivo		114.810	5.596.652
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**5.476.208**	**18.954.512**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		5.770	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(6.514.610)	(4.953.709)
Intereses recibidos		263.455	1.106.664
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(6.245.385)**	**(3.847.045)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de préstamos		(597.086)	(4.658.391)
Intereses pagados		(306.439)	(3.460.116)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(903.525)**	**(8.118.507)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(1.672.702)	6.988.960
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		**13.371**	**(179.966)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		13.371	(179.966)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(1.659.331)**	**6.808.994**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		51.482.041	10.748.422
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	**49.822.710**	**17.557.416**

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 13
2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios 14
2.8. Moneda Funcional 14
2.9. Bases de conversión 15
2.10. Compensación de saldos y transacciones 15
2.11. Propiedad, Planta y Equipo 15
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 17
2.13. Deterioro de los activos 17
2.14. Arrendamientos 18
2.15. Instrumentos financieros 18
2.15.1. Activos financieros no derivados 18
2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 19
2.15.3. Pasivos financieros no derivados 19
2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura 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 21
2.18. Provisiones 21
2.19. Beneficios del personal 21
2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 22
2.21. Impuesto a las ganancias 22
2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos 23
2.23. Ganancias por acción 23
2.24. Dividendos 23
2.25. Estado de flujos de efectivo 23
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico 24
3.1. Generación eléctrica 24
3.2. Transmisión y subtransmisión 25
3.3. Distribución 25
3.4. Marco regulatorio 26
3.4.1. Aspectos generales 26
3.4.2. Ley Corta I 27
3.4.3. Ley Corta II 28
3.4.4. Organismos reguladores 28
4. Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera 29
5. Efectivo y Equivalentes al Efectivo 33
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 38
10. Activos Financieros no Corrientes 39
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía 39
12. Plusvalía 40
13. Propiedades, Planta y Equipos 41
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 43
14.1. Impuesto a la renta 43
14.2. Impuestos diferidos 44

15. Otros Pasivos Financieros 44
16. Política de Gestión de Riesgos 49
16.1. Riesgo de negocio 49
16.1.1 Riesgo Regulatorio 49
16.2. Riesgo financiero 51
16.2.1. Tipo de cambio 51
16.2.2. Variación UF 52
16.2.3. Tasa de interés 52
16.2.4. Riesgo de liquidez 52
16.2.5. Riesgo de crédito 53
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar 54
18. Provisiones 55
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados 55
18.2. Otras provisiones a corto plazo 56
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados 57
18.4. Juicios y Multas 58
18.4.1. Juicios 58
18.4.2. Multas 60
19. Otros Pasivos no Financieros Corrientes 61
20. Patrimonio 61
20.1. Patrimonio neto de la Sociedad 61
20.1.1. Capital suscrito y pagado 61
20.1.2. Dividendos 61
20.1.3. Disminuciones de capital 61
20.1.4. Otras reservas 61
20.1.5. Diferencias de conversión 62
20.2. Gestión de capital 62
20.3. Restricciones a la Disposición de Fondos 62
20.4. Patrimonio Neto de Minoritarios 62
21. Ingresos 63
22. Materias Primas y Consumibles Utilizados 63
23. Gastos de Personal 63
24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro 64
25. Otros Gastos por Naturaleza 64
26. Resultados Financieros 65
27. Información por Segmento 65
28. Hechos Posteriores 70
29. Medio Ambiente 70
30. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes 70
31. Cauciones Obtenidas de Terceros 71
32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo 71
33. Información Adicional sobre Deuda Financiera 72
34. Moneda Extranjera 73

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

La filial Sagesa 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 Bio Bio, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo con IFRS. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad ("IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés). Los presentes estados financieros han sido reemitidos y por lo tanto reemplazan los estados presentados con anterioridad para el período descrito. La citada reemisión surge como consecuencia del Oficio Ordinario N° 17.549 de Superintendencia de Valores y Seguros. Los presentes estados financieros fueron aprobados por el Directorio en sesión celebrada con fecha 10 de septiembre de 2010.

Los estados financieros consolidados intermedios 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 intermedios 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 adelante NIIF o IFRS). 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
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009)	Mayoritariamente aplicable a períodos 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
CINIIF 17: Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009

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 intermedios, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria y la Administración decidió no aplicarlos restrospectivamente.

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
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
Enmienda a CINNIIF 14: Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio 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 intermedios es responsabilidad del Directorio de la Sociedad.

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedad, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.

- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no 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 ha 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 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 integrales.

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

- **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 intermedios comprenden los estados de situación financiera de Eléctricas y filiales al 31 de marzo de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1 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 marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009.

2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF o IFRS en inglés), las que han sido adoptadas en Chile bajo denominación: Normas de Información Financiera de Chile (NIFCH), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

2.6. Entidades filiales

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

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:

				PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN				
			MONEDA		31/12/2009		31/12/2009	31/12/2008
RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	FUNCIONAL	DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL	TOTAL
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,1797%	93,1797%	93,1797%	91,8125%
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9899%	99,9899%	99,9899%	99,9903%
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	98,9981%	98,9981%	98,9981%	98,9989%
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	DÓLAR	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%	100,0000%
76.042.977-5	INVERSIONES LOS LAGOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%	99,9215%
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9227%	99,9227%	99,9227%	0,0000%
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9227%	99,9227%	99,9227%	0,0000%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%	0,0000%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%	0,0000%

Tal como indica la tabla anterior, a marzo 2010, respecto de diciembre de 2009, no se produjeron cambios significativos en las participaciones de sociedades que participan de 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 Neto: Participaciones minoritarias” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participación minoritarias” 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:

    - Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

    - 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).

    - 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 S.A.	Dólar
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Peso Chileno

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Peso Chileno
Sociedad Austral de Generación S.A.	Dólar
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

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en el numeral anterior (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 vigente a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.03.2010	**31.12.2009**	**31.03.2009**	**01.01.2009**
Dólar	524,46	507,10	583,26	636,45
Unidad de Fomento	20.958,52	20.942,88	20.959.77	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 presentación.

2.11. Propiedad, Planta y Equipo

Los bienes de Propiedad, 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 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. 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$ 235.652 por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y a M$ 222.736 por el período terminado al 31 de marzo de 2009.

- Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M$ 352.707 por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y a M$ 316.253 por el período terminado al 31 de marzo 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 revisa 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 propiedad, 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, crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
Equipo de tecnologia 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 correspondes a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.12.3. Programas informáticos

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

2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo

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

2.13. Deterioro de los activos

La Sociedad y sus filiales 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.

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 los valores libros de los respectivos activos.

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

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se 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 el menor valor, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionado el menor valor.

Cuando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado 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 realizado deterioro por este tipo de activos.

2.14. Arrendamientos

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

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 asignará 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 o el plazo del arrendamiento.

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

2.15. Instrumentos financieros

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

2.15.1. Activos financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

Todos los pasivos bancarios y obligaciones financieras de la Sociedad de largo plazo, se encuentran registrados bajo éste método. Los ingresos se reconocen sobre una base de interés efectivo en el caso de los instrumentos de deuda distintos de aquellos activos financieros clasificados a valor razonable a través de resultados.

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.

c) Instrumentos disponibles para la venta

Son aquellos activos financieros clasificados como no derivados, que se designan específicamente como disponibles para la venta o que no califican dentro de las tres categorías anteriores. Los activos de esta categoría son medidos a valor razonable con ganancias y pérdidas reconocidas directamente en patrimonio, excepto cuando el activo es dañado o vendido, en tal caso las ganancias o pérdidas acumuladas, previamente reconocidas en patrimonio, son reconocidas como ganancia o pérdida del período.

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 IFRS 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 éstos, 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 libros 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 el 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 tendrá 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 y de premio de antigüedad. 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 5% 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 período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas empresa que conforman la consolidación y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan 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 pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

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

2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23. Ganancias por acción

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

2.24. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como una pasivo 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 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 4 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; y los sistemas medianos Edelaysen y Edelmag, 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 cuatros 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 esta industria 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 la regulación (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras independientemente de la existencia de contratos de suministro de energía.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones corresponde al precio nudo, el cual es fijado semestralmente por la autoridad, de acuerdo al marco legal vigente. Dicho precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

A partir del año 2010, el precio al que las generadoras venderán energía a las distribuidoras va a estar fijado por contratos de largo plazo entre las partes, los cuales se adjudican en base a una licitación pública. Los primeros contratos que entrarán en vigencia bajo este sistema fueron licitados en el año 2006 y rigen desde el año 2010.

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	Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa) ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Área No Común ▪ 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 líneas y pérdidas.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre dueño de líneas 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 del sistema.

3.3. Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de escala, 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: Este componente refleja el costo de compra de energía a las generadoras, el

cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras, independientemente de la existencia de contratos. Es fijado cada 6 meses por decreto del Ministerio de Economía y se calcula mediante un promedio ponderado de los costos marginales de los próximos 48 meses, sin poder diferir en cierta banda con respecto a los precios libres. A partir del año 2010, rige el precio definido en las Licitaciones de Suministros (Precio de Nudo de Largo Plazo).

- Cargo por 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, 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 valorizados al Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, (costo de capital que debe rentar un 10% +/- 4%), costos operativos específicamente asignables a la distribución, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Todo esto en base a 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% +/- 4% sobre los activos. Para comprobar que dicha rentabilidad se encuentra dentro de la banda del 4% se considera el conjunto de todas las distribuidoras, como una sola entidad.

Tanto el VAD, que define los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, además de sus respectivas fórmulas de indexación, se fijan cada 4 años.

b) Clientes Libres

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada igual o superior a 2 MW. Sin embargo, aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW tienen la opción de pertenecer a él. La tarifa cobrada a este tipo de clientes por la energía es fijada entre la empresa distribuidora y el cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes, a través 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 pueden recibir ingresos por los servicios asociados a la distribución eléctrica, 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. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas por ley cada 4 años. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los servicios asociados, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de distribución 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, 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 ("precio de nudo"), calculado en base al costo marginal de suministro de largo, más/menos la diferencia entre el precio nudo y el costo marginal, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y más 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 sistemas 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 Economía, y considera la anualidad del valor de inversión ("AVI"), sobre una tasa de retorno del valor de inversión ("VI") sobre 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 automáticamente al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan automáticamente 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 que cada una de ellas haga del sistema. El 20% restante son de cargo de las empresas distribuidoras y/o de los clientes no regulados a prorrata del uso que cada uno de ellos haga del sistema. 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 vida útil de éstas. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego preparará el debido informe técnico.

- ***Transmisión Adicional:*** Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por los contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios.

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 entre tarifas libres o reguladas por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio de Economía.

c) ***Peajes de distribución:*** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución, el peaje de distribución es igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra.

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 ciertas fijaciones tarifarias.

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.

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:

- 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.

- 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 Comisión Nacional de Energía (CNE). Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.

- 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.

- 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.

- 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.

- 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 Economía 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 Economía y Energía ("Ministerio de Economía"):*** Institución 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 1 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 propiedad, 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 31/03/2009	**370.265.543**
Incorporación participaciones no controladoras (7)	5.738.531
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	(5.599.181)
Tasación servidumbres (1)	373.036
Valor actuarial IAS (5)	(880.299)
Provisión de dividendo (6)	(119.197)
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)	8.613.332
Otros	79.892
Diferencia de cambio sociedad distinta moneda funcional (10)	(344.568)
Ajuste resultados NIIF	6.267.686
Ajuste participaciones no controladoras (7)	445.965
Total ajustes a NIIF	**11.889.519**
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/03/2009	**387.893.593**

Resultado PCGA Chile al 31/03/2009	**4.318.772**
Elimina corrección monetaria (3)	5.742.364
Variación depreciación (1)	446.347
Variación IAS (5)	(23.398)
Activación de intereses (12)	221.877
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	2.847.764
Activos financieros de largo plazo (8)	14.483
Diferencia de cambio ítemes monetarios (11)	(1.638.560)
Impuestos diferidos	(1.309.028)
Otros	(34.164)
Total ajustes a NIIF	**6.267.686**
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF al 31/03/2009	**10.586.458**

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	(111.048)
Diferencia de cambio asociada (10)	(1.996.716)
Ajuste resultados NIIF	15.507.067
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)	5.172.464
Variación depreciación (1)	583.965
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	85.966
Total ajustes a NIIF	**15.507.067**
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF al 31/12/2009	**21.199.486**

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-03-2009, PCGA chilenos	**17.657.727**
C. Monetaria actividades de la operación	1.043.440
C. Monetaria actividades de financiamiento	2.414
C. Monetaria actividades de inversión	(1.036.632)
Eliminación C. Monetaria	(9.222)
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(100.311)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-03-2009, NIIF	**17.557.416**

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**

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**

Principales ajuste aplicados:

1) **Tasación como costo atribuido de Propiedad, planta y equipo e intangibles distintos de plusvalía comprada:** El costo atribuido de los bienes de Propiedad, 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 iIntangibles 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:** El menor valor 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 el menor valor 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 o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado.

   El deterioro es determinado, para el menor valor, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionado el menor valor.

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 minoritarios. 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 neto del estado de situación financiera consolidado elaborado de acuerdo a NIIF.

8) **Activos financieros de largo plazo:** La Sociedad ha 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 no reconoce diferencias temporarias para las servidumbres de carácter indefinido ya que la puede 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 origina 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 marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Efectivo en Caja	1.426.739	2.271.146	4.422.340
Saldo en Bancos	1.647.030	3.211.307	1.913.710
Depósitos a corto plazo	1.671.892	-	4.102.077
PRBC	4.149.375	-	57.865
Otros instrumentos de renta fija	40.927.671	45.999.588	252.430
Total	**49.822.708**	**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 Gerencia.

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	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	$ Chilenos	49.668.331	51.437.194	10.557.527
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US$	154.377	44.847	190.895
Total		**49.822.708**	**51.482.041**	**10.748.422**

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, bruto	54.186.885	748.137	53.161.705	787.075	57.734.477	137.529
Otras cuentas por cobrar, bruto	19.406.207	2.722.983	19.658.412	2.879.293	20.063.496	3.305.450
Total	**73.593.092**	**3.471.120**	**72.820.117**	**3.666.368**	**77.797.973**	**3.442.979**

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, neto	51.081.473	748.137	50.609.924	787.075	55.893.779	137.529
Otras cuentas por cobrar, neto	17.531.984	2.532.983	17.870.190	2.689.293	18.885.014	3.305.450
Total	**68.613.457**	**3.281.120**	**68.480.114**	**3.476.368**	**74.778.793**	**3.442.979**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2010 es de M$ 77.064.212, al 31 de diciembre de 2009 es de M$ 76.486.485 y al 01 de enero de 2009 es de M$ 81.240.952.

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. 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 marzo de 2010 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 687 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	Participacion ventas %
Residencial	616	37%
Comercial	44	25%
Industrial	5	25%
Otros	22	13%
Total	***687***	***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 marzo de 2010 es de M$ 2.972.121, al 31 de diciembre de 2009 es de M$ 3.016.524 y al 01 de enero de 2009 es de M$ 2.424.396. Esta cartera no ha presentado indicios de deterioro (en términos de aumento de antigüedad), que no hayan sido incorporadas dentro de la provisión de deterioro, durante los períodos indicados.

d) Al 31 de marzo 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	31-03-10	31-12-09	01-01-09
	Corriente M$	Corriente M$	Corriente M$
Con vencimiento menor a tres meses	15.059.442	15.203.975	19.695.135
Con vencimiento entre tres y seis meses	2.225.996	1.430.051	2.326.296
Con vencimiento entre seis y doce meses	1.424.410	854.820	1.197.130
Con vencimiento mayor a doce meses	645.919	425.461	409.470
Total	**19.355.767**	**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. Los montos involucrados en estas evaluaciones no son significativos.

e) 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	3.019.179
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	1.720.315
Montos castigados	(209.491)
Saldo al 31 de diciembre 2009	**4.530.003**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	644.254
Montos castigados	(4.622)
Saldo al 31 marzo de 2010	**5.169.635**

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de marzo de 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

							31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH$	59.227		53.891			
76.024.762-6	MSIP CONDOR HOLDING SPA	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	16.632		14.844			
76.024.757-K	OTPP INVERSIONES ELECTRICAS SPA	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	1.606		18			
						Total	**77.465**	**-**	**68.753**	**-**	**-**	**-**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

							31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	28.997.856		28.508.595		43.847	
Extranjero	Law rence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días		UF	6.693		15.576			
70.511.88-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días		UF	5.355		16.021			
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días		UF	5.355		7.121			
7.051.188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días		UF	315		942			
						Total	**29.015.574**	**-**	**28.548.256**	**-**	**43.847**	**-**

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Cuenta Mercantil	(489.261)	

7.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por seis miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En 2010 no corresponde elección de Directorio, por lo que se mantendrán los mismos directores en sus cargos.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

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

Director	31/03/2010	31/03/2009
Pedro Pablo Errázuriz	315	-

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 en la Sociedad.

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 empresa, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Inversiones Eléctricas. Sólo el director Pedro Pablo Errázuriz Domínguez recibirá su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de marzo de 2010 son las siguientes:

Director	31/03/2010	31/03/2009
Pedro Pablo Errázuriz	943	-

c) 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 marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Clases de inventario	31-03-2010 M$	31-12-2009 M$	01-01-2009 M$
Materiales de operación y mantenimiento	12.038.009	10.908.234	10.215.628
Materiales en tránsito	621.794	610.240	394.209
Existencias retail	1.010.630	1.187.974	153.528
Petróleo	579.824	877.294	1.116.909
Provisión por obsolescencia	(1.255.085)	(1.217.404)	(1.146.269)
TOTAL	**12.995.172**	**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	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Materias primas y consumibles utilizados	2.802.534	4.596.497
Otros gastos por naturaleza (*)	870.242	699.075
Total	**3.672.776**	**5.295.572**

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias al 31 de marzo de 2010 ascienden a M$1.705.250 (M$1.385.445 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2010 ascienden a M$176.043 (M$412.055en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M$ 29.818 para el período enero marzo de 2010, M$ 48.863 para el período enero marzo de 2009.

Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 no se ha reconocido deterioro de los inventarios.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Impuesto renta por recuperar	2.599.273	1.860.362	263.651
IVA Crédito fiscal por recuperar	682.236	705.686	1.484.304
Crédito por utilidades absorbidas	4.410.647	4.140.239	6.692.760
Crédito Sence	-	40.805	38.319
Diesel por recuperar	32.609	21.090	-
Otros	53.438	39.549	1.022.408
Total	**7.778.203**	**6.807.731**	**9.501.442**

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Impuesto a la renta	471.154	469.174	653.518
Iva Débito fiscal	2.715.966	1.664.865	2.452.521
Otros	177.526	62.276	1.074.496
Total	**3.364.646**	**2.196.315**	**4.180.535**

10. Activos Financieros no Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
Otros activos financieros no corriente	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Crédito por Impuesto Ley Austral	-	998.000	-	976.000	-	1.372.000
Impuesto específico por recuperar	-	5.966.610	-	5.854.638	-	5.264.273
TOTAL	**-**	**6.964.610**	**-**	**6.830.638**	**-**	**6.636.273**

Estos activos corresponden a créditos por impuestos (Ley Austral e impuesto específico), que se recuperarán en periodo futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. Debido a que estos montos se recuperaron en el largo plazo, la Sociedad aplicó la metodología de tasa efectiva sobre los flujos estimados de recuperación.

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Activos intangibles identificables, neto	**29.486.185**	**29.703.138**	**27.618.172**
Servidumbres	26.921.214	26.921.214	26.921.214
Software	2.564.971	2.781.924	696.958

Activos intangibles bruto	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Activos intangibles identificables, bruto	**30.147.448**	**30.158.777**	**27.899.714**
Servidumbres	26.921.879	26.933.214	26.933.216
Software	3.225.569	3.225.563	966.498

Amortización activos intangibles	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Activos intangibles identificables, bruto	**(661.263)**	**(455.639)**	**(281.542)**
Servidumbres	(665)	(12.000)	(12.002)
Software	(660.598)	(443.639)	(269.540)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de marzo 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	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(216.960)	-	(216.960)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	7	-	7
	Total movimientos	(216.953)	-	(216.953)
Saldo final al 31 de marzo de 2010		**2.564.971**	**26.921.214**	**29.486.185**

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	2.084.967	-	2.084.967
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 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 marzo de 2010, al 31 de diciembre 2009 y al 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Rut	Compañía	31/03/2010 M$	30/06/2009 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
	Total	**231.445.467**	**231.445.467**	**231.445.467**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo al 31 de marzo de 2010 y al 31 diciembre de 2009, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor

13. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**402.658.959**	**400.319.982**	**387.205.651**
Construcción en Curso	62.295.454	56.627.388	29.262.266
Terrenos	15.218.417	15.209.908	15.341.106
Edificios	8.548.070	8.608.062	9.168.837
Planta y Equipo	300.688.185	303.654.544	313.621.113
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.257.332	1.339.631	1.501.067
Instalaciones Fijas y Accesorios	642.569	675.028	773.163
Vehículos de Motor	3.614.269	3.773.445	3.784.499
Bienes Arrendados (Leasing)	8.104.521	7.900.544	10.238.546
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.290.142	2.531.432	3.515.054

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**491.028.788**	**485.234.027**	**458.866.433**
Construcción en Curso	62.295.454	56.627.388	29.262.266
Terrenos	15.218.417	15.209.908	15.341.106
Edificios	13.133.033	13.122.965	13.630.866
Planta y Equipo	370.586.351	370.814.370	369.508.799
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.623.143	5.578.871	5.307.705
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.403.574	1.427.694	1.427.954
Vehículos de Motor	4.760.625	4.755.965	4.559.521
Bienes Arrendados (Leasing)	8.749.528	8.459.913	10.617.849
Otras Propiedades, Planta y Equipo	9.258.664	9.236.953	9.210.367

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Planta y Equipo	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(88.369.830)**	**(84.914.045)**	**(71.660.782)**
Edificios	(4.584.962)	(4.514.903)	(4.462.028)
Planta y Equipo	(69.898.165)	(67.159.826)	(55.887.686)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(4.365.811)	(4.239.240)	(3.806.638)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(761.005)	(752.666)	(654.791)
Vehículos de Motor	(1.146.357)	(982.519)	(775.022)
Bienes Arrendados (Leasing)	(645.007)	(559.369)	(379.303)
Otros	(6.968.521)	(6.705.522)	(5.695.314)

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

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 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**
Movimientos	Adiciones	5.322.938	-	-	126.573	-	-	-	15.565	285.233
	Retiros	-	-	-	(5.661)	(8.905)	-	-	(233)	(644.270)
	Gastos por depreciación	-	-	(67.270)	(203.441)	(24.903)	(163.395)	(65.809)	(259.969)	(2.834.767)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	345.128	8.509	7.278	230	1.350	4.218	269.785	3.347	227.445
	Total movimientos	**5.668.066**	**8.509**	**(59.992)**	**(82.299)**	**(32.459)**	**(159.176)**	**203.977**	**(241.290)**	**(2.966.359)**
Saldo final al 31 de marzo de 2010		**62.295.454**	**15.218.417**	**8.548.070**	**1.257.332**	**642.569**	**3.614.269**	**8.104.521**	**2.290.142**	**300.688.185**

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 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 Inicial al 1 de enero de 2009		**29.262.266**	**15.341.106**	**9.168.837**	**1.501.066**	**773.163**	**3.784.499**	**10.238.546**	**3.515.054**	**313.621.113**
Movimientos	Adiciones	29.259.022	-	9.407	377.413	26.879	1.047.986	-	151.608	3.735.547
	Retiros	-	(67.796)	(244.425)	(22.664)	(5.550)	(533.343)	-	(25.683)	(95.856)
	Gastos por depreciación	-	-	(272.423)	(514.369)	(110.200)	(512.597)	(319.026)	(1.083.767)	(11.944.560)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(1.893.900)	(63.402)	(53.334)	(1.815)	(9.264)	(13.100)	(2.018.976)	(25.780)	(1.661.700)
	Total movimientos	**27.365.122**	**(131.198)**	**(560.775)**	**(161.435)**	**(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, ha 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

a) 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.

b) 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. A partir del 3 de marzo de 2010, el sistema eléctrico de la compañía 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 a la fecha 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$617.780

c) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación.

d) 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 y deberán ser renovados durante el período julio a noviembre de 2010.

e) Activos en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de filial Sociedad Austral de Generación S.A. Sagesa.

   El 6 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 financiero al 31 de marzo de 2010 de MCLP 228.754.

f) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de junio 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 Valor presente de los pagos futuros derivados de este arrendamiento es el siguiente:

	31/03/2010			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	1.160.074	70.993	1.089.081	1.121.674	95.134	1.026.540	1.499.051	298.680	1.200.371
Entre un año y cinco años	5.220.332	231.491	4.988.841	5.047.535	223.828	4.823.707	7.495.257	874.302	6.620.955
Más de cinco años							749.526	14.340	735.186
TOTAL	**6.380.406**	**302.484**	**6.077.922**	**6.169.209**	**318.962**	**5.850.247**	**9.743.834**	**1.187.322**	**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 intermedio al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Gasto por impuestos corrientes	33.584	1.133.532
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	-
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	-
Otro gasto por impuesto corriente	2.622	1.124
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	**36.206**	**1.134.656**
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	522.465	919.039
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	(29.456)	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	**493.009**	**919.039**
Gasto por impuesto a las ganancias	**529.214**	**2.053.695**

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 marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 es la siguiente:

Conciliación de gastos utilizando la tasa efectiva	31/03/2010	31/03/2009
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	**1.586.368**	**12.766.220**
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	**(269.683)**	**(2.170.257)**
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	70	43
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(27.661)	(75.099)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	1	8.913
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	-	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(1.471.961)	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	1.457.898	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(2.620)	(1.182)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(145.428)	68.058
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(69.830)	115.829
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	**(259.531)**	**116.562**
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	**(529.214)**	**(2.053.695)**

Tasa Impositiva Efectiva	**33,36%**	**16,09%**

14.2. Impuestos diferidos

a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
Diferencia temporal	**31/03/2010 M$**	**31/12/2009 M$**	**01/01/2009 M$**	**31/03/2010 M$**	**31/12/2009 M$**	**01/01/2009 M$**
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	-	30.909.610	30.435.559	27.637.700
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	11.060	42.690	83.756	18.991	1.869	2.263
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	878.837	770.101	513.260	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	173.076	206.718	175.909	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	213.362	206.963	194.847	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	119.754	126.082	28.359	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	892.923	916.081	1.048.810	436.754	449.780	479.012
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	2.651.937	2.306.264	6.154.919	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	127.250	380.215	321.902	-	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	199.416	274.595	242.368	133.907	238.407	511.866
Leasing	1.033.246	994.542	1.454.607	-	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	290.441	329.800	375.802	-	-	-
Diferencia de cambio cuentas no monetarias	905.715	1.053.065	-	-	-	-
Diferencia de cambio	-	-	-	11.892	11.892	-
Total Impuestos Diferidos	**7.497.016**	**7.607.116**	**10.594.539**	**31.511.154**	**31.137.507**	**28.630.841**

b) Los movimientos de los rubros de 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)	(110.100)	373.647
Saldo al 31 de marzo de 2010	**7.497.016**	**31.511.154**

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 corriente y no corriente de este rubro para el corto y largo plazo al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	**31/03/2010**		**31/12/2009**		**01/01/2009**	
	Corriente M$	**No Corriente M$**	**Corriente M$**	**No Corriente M$**	**Corriente M$**	**No Corriente M$**
Préstamos bancarios	955.904	34.225.758	788.665	34.130.862	4.843.548	3.531.633
Bonos	18.581.101	257.693.373	15.993.853	257.400.155	17.059.386	268.858.490
Leasing	1.089.081	4.988.841	1.026.540	4.823.707	1.200.371	7.356.141
Total	**20.626.086**	**296.907.972**	**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 marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 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
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-03-2010	1 a 5 años	5 años a más	al 31-03-2010
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	UF	semestral	2,37%	Sin Garantía	-	-	-	723.692	723.692	2.765.508	-	2.765.508
Chile	UF	anual	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	154.808	154.808	20.973.535	-	20.973.535
Chile	UF	anual	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	77.404	77.404	10.486.715	-	10.486.715
					-	-	-	-	-	-	-	-
Total					**-**	**-**	**-**	**955.904**	**955.904**	**34.225.758**	**-**	**34.225.758**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 31-12-2009	1 a 5 años	5 años a más	al 31-12-2009
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	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
					-	-	-	-	-	-	-	-
Total					**-**	**-**	**-**	**788.665**	**788.665**	**34.130.862**	**-**	**34.130.862**

Segmento País	Moneda	Tipo Amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado	Hasta 1 mes	1a 3 meses	3 a 12 meses	al 01-01-2009	1 a 5 años	5 años a más	al 01-01-2009
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	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	anual	1,84%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	mensual	0,98%	Sin Garantía	-	4.100.000	-	-	4.100.000	-	-	-
Total					**-**	**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 marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo 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 SECURITY		UF	2,37%	SEMESTRAL	-	541.653	541.653	2.069.868	-	2.069.868
SAESA	BANCO ESTADO		UF	1,84%	SEMESTRAL	-	154.808	154.808	20.973.535	-	20.973.535
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY		UF	2,37%	SEMESTRAL	-	182.039	182.039	695.640	-	695.640
FRONTEL	BANCO ESTADO		UF	1,84%	SEMESTRAL	-	77.404	77.404	10.486.715	-	10.486.715
Total							**955.904**	**955.904**	**34.225.758**	**-**	**34.225.758**

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	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	524.929	524.929	2.064.383	-	2.064.383
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	58.212	58.212	20.915.156	-	20.915.156
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL	-	176.418	176.418	693.797	-	693.797
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL	-	29.106	29.106	10.457.526	-	10.457.526
Total						**-**	**788.665**	**788.665**	**34.130.862**	**-**	**34.130.862**

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo 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$	1a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	al 31-03-2010 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-03-2010 M$
Chile	UF	semestral	3,50%	Sin Garantía	-	-	-	6.572.995	6.572.995	12.599.112	-	12.599.112
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	1.088.397	1.088.397	8.893.491	41.502.957	50.396.448
Chile	UF	anual	3,32%	Sin Garantía	-	-	-	83.443	83.443	9.119.312	9.449.334	18.568.646
Chile	UF	semestral	1,49%	Sin Garantía	-	-	-	1.261.151	1.261.151	5.999.577	11.999.154	17.998.731
Chile	UF	anual	3,80%	Sin Garantía	-	-	-	6.742.489	6.742.489	21.586.433	58.078.126	79.664.559
Chile	UF	anual	5,70%	Sin Garantía	-	-	-	2.832.626	2.832.626	-	78.465.877	78.465.877
				Total	**-**	**-**	**-**	**18.581.101**	**18.581.101**	**58.197.925**	**199.495.448**	**257.693.373**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M$	Hasta 1 mes M$	1a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	al 31-12-2009 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
				Total	**-**	**-**	**-**	**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$	1a 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
				Total	**-**	**-**	**-**	**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 marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 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	-	1.261.151	1.261.151	5.999.577	11.999.154	17.998.731
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía	-	6.572.995	6.572.995	12.599.112	-	12.599.112
SAESA	BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	1.088.397	1.088.397	8.893.491	41.502.957	50.396.448
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,32%	Sin Garantía	-	83.443	83.443	9.119.312	9.449.334	18.568.646
ELECTRICAS	BONO SERIE A/N°506	UF	3,80%	Sin Garantía	-	6.742.489	6.742.489	21.586.433	58.078.126	79.664.559
ELECTRICAS	BONO SERIE D/N°559	UF	5,70%	Sin Garantía	-	2.832.626	2.832.626	-	78.465.877	78.465.877
Total					**-**	**18.581.101**	**18.581.101**	**58.197.925**	**199.495.448**	**257.693.373**

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
Total					**-**	**15.993.853**	**15.993.853**	**58.019.967**	**199.380.188**	**257.400.155**

f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 31 de marzo de 2010, 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					Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M$	Hasta 1 mes M$	1a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	al 31-03-2010 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-03-2010 M$
Chile	USD	SEMESTRAL	1,83%	0	-	-	-	1.089.081	1.089.081	4.988.841	-	4.988.841
				Total	**-**	**-**	**-**	**1.089.081**	**1.089.081**	**4.988.841**	**-**	**4.988.841**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento					Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M$	Hasta 1 mes M$	1a 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%	0	-	-	-	1.026.540	1.026.540	4.267.966	555.741	4.823.707
				Total	**-**	**-**	**-**	**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$	1a 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%	0	-	-	-	1.200.371	1.200.371	6.620.955	735.186	7.356.141
				Total	**-**	**-**	**-**	**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:

	31/03/2010			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	1.160.074	70.993	1.089.081	1.121.674	95.134	1.026.540	1.499.051	298.680	1.200.371
Entre un año y cinco años	5.220.332	231.491	4.988.841	5.047.535	223.828	4.823.707	7.495.257	874.302	6.620.955
Más de cinco años							749.526	14.340	735.186
TOTAL	**6.380.406**	**302.484**	**6.077.922**	**6.169.209**	**318.962**	**5.850.247**	**9.743.834**	**1.187.322**	**8.556.512**

g) Colocación de Bonos

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.

La 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.

Los costos de colocación de los bonos serie A y serie D se están amortizando en el período de vigencia de esta deuda, de acuerdo con el método del interés

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 Sociedad 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 restringen los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que se están directamente relacionados 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:

- 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.

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE individual no superior a 0,6 veces.

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE consolidado no superior a 1,25 veces.

En la filial SAESA:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE individual y consolidado no superior a 1,25 veces.

- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 cinco veces medido sobre estados financieros consolidados.

En la filial FRONTEL:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE individual y consolidado no superior a 1,25 veces.

- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 cinco veces medido sobre estados financieros consolidados.

Al 31.03.10, la Sociedad y sus filiales han dado cumplimiento a estas restricciones. En el caso de los bonos locales, emitidos en unidades de fomento, cuyos covenants financieros están vinculados a los estados financieros bajo CL GAAP en formato FECU, la certificaciones de estos covenants durante el año 2010 se hacen utilizando la mejor asociación de las cuentas FECU con una nueva presentación bajo NIIF, manteniendo el fondo contractual y el sentido de los covenants definidos bajo el anterior formato FECU.

16. Política de Gestión de Riesgos

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Infrastructure Partners controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica, en donde la gran mayoría de sus ingresos son regulados.

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la compañía, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la compañía, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de sus negocios, considerando las particularidades de cada uno.

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

16.1 Riesgo de negocio

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

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

16.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las compañías 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 CDECs.

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.

Con fecha 13 de marzo de 2004 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 que modificó la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se ha denominado como la "Ley Corta".

En mayo de 2005 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.018 que modificó nuevamente la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se ha denominado como la "Ley Corta II".

Cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Compañía 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 avances en su tramitación durante el transcurso del 2009.

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 al 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.

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 nuevas fórmulas tarifarias, que regirán 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 naturales eficiencias que se producen en cada compañía producto del aumente de ventas), y por una fórmula de indexación que considera la inflación local, variaciones del tipo de cambio y precio del cobre.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la compañía, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta del sistema Aysén 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 servicios asociados a la distribución

Las tarifas de los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica son fijadas de acuerdo a la ley cada cuatro años, en conjunto con las tarifas de distribución. Los cambios en estas tarifas pueden afectar los resultados de la Empresa.

e) 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.

La siguiente etapa del proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010

f) 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.

g) 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 a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino.

En la actualidad hay centrales eléctricas en proyecto por una capacidad estimada en unos 2.700 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2009 – 2011).

16.2 Riesgo financiero

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos la Sociedad, salvo la deuda en Sagesa, equivalente al 2% de la deuda consolidad del Grupo Saesa, y que está denominada en dólares americanos producto que los flujos de dicha sociedad se encuentran también en esa moneda.

Por otro lado, cerca del 83% de la deuda financiera de largo plazo está a tasa fija, por lo que la exposición a variaciones en las tasas de interés no es considerada alta por la administración.

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

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.

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 compañías por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

16.2.2 Variación UF

El 98% de la deuda financiera está estructurada en UF o pesos chilenos, consistente con los flujos de la Sociedad.

De los ingresos de la Sociedad un 90% corresponden a UF o pesos chilenos y están relacionados con las variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores asociados a la economía (IPC e IPMN), por lo que la Sociedad no administra este riesgo.

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 82% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB y Libor, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB y Libor 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$ 149 durante el periodo enero - marzo de 2010. 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 es la siguiente:

	31/03/2010	31/12/2009
Tasa Variable	18%	17%
Tasa Fija	82%	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.

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 compañías, 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. Los montos involucrados en estas evaluaciones no son significativos.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizaran 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.

17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes		
	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Proveedores por compra de energía	40.418.826	46.157.877	28.599.456
Proveedores por compra de combustible y gas	1.010.732	441.613	5.304.061
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.673.504	8.098.352	9.528.651
Dividendos por pagar a terceros	215.966	132.245	189.921
Cuentas por pagar instituciones ficales	228.757	207.815	170.867
Otras cuentas por pagar	1.192.866	1.041.474	867.567
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**52.740.651**	**56.079.376**	**44.660.523**

18. Provisiones

18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		
	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M$	M$	M$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.018.094	1.215.994	1.095.337
Provisión por beneficios anuales	1.068.772	3.296.918	2.813.318
Total	**2.086.866**	**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	229.724
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(241.907)
Provisión utilizada	(2.413.863)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(2.426.046)**
Saldo final al 31 de marzo de 2010	**2.086.866**

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 marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corriente		
	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M$	M$	M$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.109.812	1.506.766	844.715
Total	**1.109.812**	**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	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(355.427)
Provisión utilizada	(41.527)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(396.954)**
Saldo final al 31 de marzo de 2010	**1.109.812**

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 marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31/03/2010 M$	31/12/2009 M$	01/01/2009 M$
Indemnizaciones por años de servicio	4.165.557	4.165.329	3.735.793
Total	**4.165.557**	**4.165.329**	**3.735.793**

b) El movimiento de las provisiones no corrientes durante el período 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	135.505
Pagos en el período	(135.277)
Saldo al 31 de marzo de 2010	**4.165.557**

c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	5,0%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,5%
Tablas de mortalidad	M-95 H / M-95 M

18.4. Juicios y Multas

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

18.4.1. Juicios

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

Empresa	Tribunal	Nº Rol	Origen	Etapa procesal	Instancia	Montos $
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)	Sentencia de segunda instancia acogió la demanda. Pendiente recurso de casación	1°	10.499
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30.197	Demanda de indemnizacion de perjuicios por danos derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Abandono de procedimiento revocado. Proceso pendiente en 1° instancia	1°	20.999
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.	1°	20.999
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4642-MULTA 74	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	1°	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4643-MULTA 76	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	1°	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4644-MULTA 73	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	1°	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4645-MULTA 75	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	1°	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4646-MULTA 77	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de sentencia.	1°	11.070
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	1779-2007	Reclamo sanitario. Accidente laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	1°	7.380
SAESA	Juzgado de Letras de Quellón	258	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	1°	775
SAESA	1° Juzgado Laboral de Puerto Montt	85-2008	Demanda laboral subsidiaria (Marchant con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	1.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	1663-2008	Demanda de indemnización de perjuicios. (Ruiz con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	70.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	286-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por tendido eléctrico. (Van Der Schraft con SAESA)	Procedimiento pendiente en 1° instancia.	1°	66.500
SAESA	1° Juzgado de Letras de Osorno	336-2008	Demanda laboral subsidiaria. (Maldonado con EMSEL y SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	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	1°	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	1°	22.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	2005-2009	Demanda de nulidad de convenio de pago (Procint con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	Indeterminado
SAESA	Juzgado Laboral de Osorno	796-2009	Demanda laboral subsidiaria (Peña y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	4.600
SAESA	Juzgado Laboral de Osorno	557-09	Demanda laboral subsidiaria (Inostroza y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	5.900
SAESA	Juzgado Laboral de Valdivia	09-4-0025580-3	Demanda laboral subsidiaria (Abarzúa y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	7.000
SAESA	Juzgado Laboral de Castro	O-29-2010	Demanda Laboral subsidiaria (Sepúlveda y otros con ALUSA y SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	20.000
SAESA	Juzgado de letras de Castro	36.604	Demanda civil extracontractual por accidente de tránsito (Figueroa con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	22.850
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	36.301	Demanda civil extracontractual (Pastor Brahm con SAESA)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	14.000

FRONTEL	1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnizacion de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	2°	20.999
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	1°	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras de Pitrufquen	1.017	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 2 instancia. Sentencia de primer grado confirmo la multa	2°	2.675
FRONTEL	16° Juzgado de letras de Santiago	10.562	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Quilaquir con FRONTEL)	Abandono de procedimiento	1°	36.400
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	1°	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	1°	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	1°	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	1°	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	1°	2.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnizacion de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	477.000
FRONTEL	Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	20.999
FRONTEL	Corte de apelaciones de Valdivia	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	0
FRONTEL	1 Juzgado de Letras de Osorno	335-10	Demanda de indemnizacion de perjuicios por incendio. (Sánchez con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	1°	113.296
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chile chico	3.588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal	Proceso pendiente en 1 instancia. Estado de abandono de procedimiento	1°	20.999
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	1°	Indeterminado
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	24-2009	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Rebajada a 10 UTM. Pagada.	2°	369
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	25-2009	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Rebajada a 10 UTM. Pagada.	2°	369
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	29-2009	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Rebajada a 50 UTM. Pagada.	2°	-
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	32-2009	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Rebajada a 10 UTM. Pendiente de pago.		369
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	34-2009	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Rebajada a 3 UTA. Pagada.		1.328
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	003-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1°	2.214
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	005-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1°	2.214
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	004-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1°	11.070
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	R/T	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1°	3.690
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	R/T	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1°	3.690
STS	Corte de apelaciones de Valdivia	509-2009	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Proceso pendiente en 2° instancia	2°	30.995
STS	Corte de apelaciones de Valdivia	087-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	1°	35.054

Al 31 de marzo de 2010, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para la empresa. La provisión se realiza 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. Cabe mencionar, que la compañía cuenta 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.

18.4.2. Multas

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

Empresa	Resolución	Fecha	Autoridad	Concepto	Estado	Montos
SAESA	Ex. 015 DRX	28/01/2010	SEC	Incumplir instrucciones y calidad de servicio.	Recurso de reposición pendiente.	31.364
SAESA	Ex. 2263	25/11/2009	SEC	Índices	Recurso de reposición pendiente.	59.334
SAESA	Ex. 138	31/08/2009	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	27.674
SAESA	Ex. 312	17/02/2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	22.139
FRONTEL	Ex. 2254	25/11/2009	SEC	Índices	Recurso de reposición pendiente.	24.353
FRONTEL	Ex. 035	17/04/2009	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	132.836
FRONTEL	Ex. 036	17/04/2009	SEC	Atención cliente	Recurso de reposición pendiente.	22.139
FRONTEL	Ex 313	17/02/2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	22.139
EDELAYSEN	Ex. 2266	25/11/2009	SEC	Índices	Recurso de reposición pendiente.	6.642
EDELAYSEN	Ex. 108	20/10/2009	SEC	Reemplazo de medidores en ciudad de Cochrane	Recurso de reposición pendiente.	88.558
EDELAYSEN	Ex. 103	15/10/2009	SEC	No envío de información con problema solucionado	Recurso de reposición pendiente.	3.690
EDELAYSEN	Ex. 104	15/10/2009	SEC	No envío de información con problema solucionado	Recurso de reposición pendiente.	3.690
EDELAYSEN	Ex. 074	18/08/2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.845
EDELAYSEN	Ex. 042	09/06/2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	1.845
EDELAYSEN	Ex. 323	17/02/2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Reclamo de ilegalidad pendiente.	11.070
LUZ OSORNO	Res Ex. 2262	25/11/2009	SEC	Índices	Recurso de reposición pendiente.	2.657
LUZ OSORNO	Ex. 084	26/06/2009	SEC	Mantenimiento	Recurso de reposición pendiente.	23.984
LUZ OSORNO	EX. 322	17/02/2009	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Recurso de reposición pendiente.	11.070
SAGESA	Ex. 009	05/02/2009	SEC	Seguridad instalaciones	Recurso de reposición pendiente.	20.294
Multas pendiente de liquidación de años anteriores						**-**
SAESA	Ex. 1729	07/11/2008	SEC	Calidad de suministro	Pendiente recurso de reposición	81.473
SAESA	Ex. 8030/08/39	24/04/2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Multa pendiente de pago	2.214
SAESA	Ex. 7719/08/31	31/03/2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Recurso de reposición	-
SAESA	Ex. 7717/08/20	01/01/2008	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente solicitud de invalidación	1.476
SAESA	Res.Ex. 107	12/11/2007	SEC	Calidad de producto	Reclamo administrativo pendiente.	9.225
SAESA	Ex. 3620/07/72	01/10/2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Recurso de reposición	8.118
FRONTEL	Ex. 101	12/11/2008	SEC	Mantenimiento	Pendiente recurso de reposición	11.070
FRONTEL	Ex. 1730	07/11/2008	SEC	Calidad de suministro	Pendiente recurso de reposición	26.567
FRONTEL	Ex. 1288	11/09/2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de reposición	6.642
EDELAYSEN	Ex. 1728	07/11/2008	SEC	Calidad de suministro	Pendiente recurso de reposición	3.100
EDELAYSEN	Ex. 1031	31/07/2007	SEC	Calidad de suministro	Pendiente Recurso Reposición	9.299
LUZ OSORNO	Ex. 1731	07/11/2008	SEC	Calidad de suministro	Pendiente recurso de reposición	11.512
LUZ OSORNO	Ex. 234	03/07/2007	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente	959

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.

19. Otros Pasivos no Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al		
	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M$	M$	M$
Obras FNDR	7.736.501	6.534.790	6.936.736
Otras obras de terceros	2.338.502	2.344.285	896.099
Total otros pasivos no financieros corrientes	**10.075.002**	**8.879.075**	**7.832.835**

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 empresa 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 marzo 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. 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

Le corresponde a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas definir el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2009.

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 compañía, 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 01 de enero de 2010 M$	Traspasos enero a marzo de 2010 M$	Reservas por diferencias de conversión enero a marzo de 2010	Saldo al 31 de marzo de 2010
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.996.176)		850.730	(1.145.446)
Otras reservas varias	2.300.552			2.300.552
Totales	**304.376**	**0**	**850.730**	**1.155.106**

		Cambio en otras reservas		
	Saldo al 31 de marzo de 2009 M$	Traspasos marzo a diciembre de 2009 M$	Reservas por diferencias de conversión marzo a diciembre de 2009 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2009
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(344.568)		(1.651.608)	(1.996.176)
Otras reservas varias	2.300.552			2.300.552
Totales	**1.955.984**	**0**	**(1.651.608)**	**304.376**

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 marzo de 2010 y 31 de diciembre 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(854.407)	(227.174)
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A	(291.040)	(117.394)
Totales	**(1.145.447)**	**(344.568)**

20.2. Gestión de capital

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

20.3. Restricciones a la Disposición de Fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, a que en cuenta corriente tenga 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.

20.4. Patrimonio Neto de Minoritarios

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de marzo de 2010, al 12 de diciembre de 2009 y al 01 de enero de 2009 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales			Patrimonio de filiales			Resultado de filiales		Interés minoritario (pasivo)			Interés minoritario (resultado)	
		31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/03/2010	31/03/2009	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/03/2010	31/03/2009
		%	%	%	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,82030	6,82030	8,18750	57.236.568	56.136.675	53.165.569	1.099.893	1.119.098	3.903.706	3.828.689	4.352.932	75.017	91.626
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	0,00751	0,00751	0,00975	296.978.265	322.674.907	310.422.658	4.118.046	8.168.609	22.318	24.249	30.251	310	796
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	0,99568	0,99568	1,00108	116.468.700	121.468.809	126.380.553	119.191	2.695.318	1.159.658	1.209.443	1.265.173	1.187	26.982
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	0,00000	20.074.685	19.901.828	3.086.014	(493.066)	(2.353.272)	267	265	-	(7)	-
76.042.977-5	INVERSIONES LOS LAGOS LTDA.	0,00000	0,00000	0,07849	-	-	522.828.522	0	8.488.736	-	-	410.369	-	6.663
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	0,07731	0,07731	0,00000	346.425.261	371.603.502	-	4.116.131	-	267.821	287.286	-	3.183	-
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	0,07731	0,07731	0,00000	148.374.331	155.316.727	-	-51.814	-	114.708	120.075	-	(41)	-
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	0,00000	19.984.536	19.813.395	-	-494.190	-	15.006	14.878	-	(371)	-
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00259	0,00259	0,00000	551.581.468	547.131.601	-	3.547.652		14.286	14.171	-	92	-
Total										**5.497.770**	**5.499.056**	**6.058.725**	**79.370**	**126.067**

21. Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Venta de Energía	**68.766.729**	**82.007.380**
Ventas de energía	68.766.729	82.007.380
Otras Prestaciones y Servicios	**1.658.685**	**2.746.627**
Apoyos	222.512	590.084
Arriendo de medidores	314.082	527.598
Cortes y reposición	492.755	389.004
Pagos fuera de plazo	478.989	1.010.391
Otros	150.347	229.550
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	**70.425.413**	**84.754.007**

Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.049.584	1.562.272
Venta de materiales y equipos	1.151.483	532.305
Arrendamientos	369.029	389.327
Intereses Créditos y Préstamos	117.923	166.285
Ingresos Retail	843.643	322.332
Otros Ingresos	97.727	128.273
Total Otros ingresos, por naturaleza	**3.629.389**	**3.100.794**

22. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 2009 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Compras de energía y peajes	46.609.365	56.857.611
Combustibles para generación y materiales	3.986.561	4.695.701
Totales	**50.595.926**	**61.553.312**

23. Gastos de Personal

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2010 y 2009 es el siguiente:

Gastos de Personal	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Remuneraciones y bonos	3.935.268	3.637.280
Provisión costo de vacaciones	(160.558)	(89.230)
Otros costos de personal	272.706	227.710
Indemnización por años de servicios	366.936	423.613
Activación costo de personal	(352.707)	(316.253)
Total	**4.061.646**	**3.883.120**

24. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Depreciaciones	3.619.554	3.636.781
Amortizaciones de Intangibles	216.960	42.987
Pérdidas por deterioro	617.780	-
Total	**4.454.294**	**3.679.768**

De acuerdo con lo indicado en la nota 13 de Propiedad Planta y Equipo, el deterioro indicado corresponde a una estimación de la Sociedad del valor de los activos retirados de la red como consecuencia del terremoto ocurrido el 27 de febrero de 2010

25. Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros gastos por naturaleza	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Operación y Mantención Sistema Eléctrico	2.648.896	1.581.958
Sistema Generación	887.639	730.920
Mantención Medidores, Ciclo Comercial	1.938.333	1.759.076
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	262.119	322.871
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	3.166	10.440
Provisiones y Castigos	649.073	330.636
Gastos de Administración	2.202.100	1.694.121
Otros gastos por naturaleza	866.745	1.271.064
Total Otros Gastos Fijos de Explotación	**9.458.071**	**7.701.086**

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 de 2009. Los costos asociados al terremoto alcanzaron los M$ 1.204.230 y están registrados en la cuenta Operación y Mantención del Sistema Eléctrico.

26. Resultados Financieros

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

Ingresos Financieros	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	244.813	248.074
Otros ingresos financieros	128.950	147.004
Total Ingresos Financieros	**373.763**	**395.078**

Costos Financieros	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
Gastos por préstamos bancarios	178.751	104.872
Gastos por bonos	2.965.588	3.223.054
Gastos por leaseback	27.429	78.411
Otros Gastos Financieros	407.698	145.970
Activación Gastos financieros	(235.652)	(222.736)
Total Gastos Financieros	**3.343.815**	**3.329.571**
Resultado por unidades de reajuste	**(748.454)**	**6.096.904**
Diferencias de cambio	**(172.411)**	**(1.402.497)**
Positivas	16.679	227.375
Negativas	(189.090)	(1.629.872)
Total Gasto Financiero	**(4.264.680)**	**1.364.836**
Total Resultado Financiero	**(3.890.917)**	**1.759.914**

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 es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados. El informe de gestión también incluye un detalle según empresa y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

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

ACTIVOS	SAESA			LUZ OSORNO			STS			SGA			EDELAYSEN			ELIMINACIONES			TOTALES SAESA	
	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09
ACTIVOS CORRIENTES																				
Activos Corrientes en Operación																				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	24.664.589	27.054.139	3.057.746	998.150	491.111	533.121	36.179	29.440	61.733	4.166.504	3.929.434	33.633	6.144.848	4.687.333	371.223	-	-	-	36.010.270	36.191.457
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	31.208.066	31.893.983	35.569.792	2.364.912	2.476.418	2.325.924	4.039.074	3.623.846	626.420	7.791.901	6.603.975	7.423.293	2.763.930	3.087.014	3.097.816	-	-	-	48.167.883	47.685.236
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	10.351.810	8.574.499	6.984.901	370.485	330.776	369.810	426.129	452.052	4.804.685	281.712	647.210	226.146	26.612	1.442	83.127	(10.651.707)	(8.782.806)	(11.968.192)	805.041	1.223.173
Inventarios	5.810.858	6.168.481	5.225.209	73.034	51.612	47.900	2.056.155	1.011.204	1.078.014	-	-	-	1.182.658	1.422.374	967.405	-	-	-	9.122.705	8.653.671
Activos por Impuestos Corrientes	723.755	727.521	3.958.353	174.344	-	269.274	2.319.544	1.963.691	21.942	100.958	207.627	1.481.284	423.565	387.819	777.984	-	-	-	3.742.166	3.286.658
Otros Activos no Financieros, Corrientes	3.903.422	3.915.645	4.379.739	20.539	10.504	8.266	107.993	107.692	81.486	128	-	4.016	135.533	130.737	94.067	(3.768.690)	(3.768.690)	(4.022.267)	398.925	395.888
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.	**76.662.500**	**78.334.268**	**59.175.740**	**4.001.464**	**3.360.421**	**3.554.295**	**8.985.074**	**7.187.925**	**6.674.280**	**12.341.203**	**11.388.246**	**9.168.372**	**10.677.146**	**9.716.719**	**5.391.622**	**(14.420.397)**	**(12.551.496)**	**(15.990.459)**	**98.246.990**	**97.436.083**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**76.662.500**	**78.334.268**	**59.175.740**	**4.001.464**	**3.360.421**	**3.554.295**	**8.985.074**	**7.187.925**	**6.674.280**	**12.341.203**	**11.388.246**	**9.168.372**	**10.677.146**	**9.716.719**	**5.391.622**	**(14.420.397)**	**(12.551.496)**	**(15.990.459)**	**98.246.990**	**97.436.083**
ACTIVOS NO CORRIENTE																				
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	998.000	976.000	1.372.000	-	-	-	998.000	976.000
Derechos por Cobrar no Corrientes	2.262.167	2.430.573	2.344.955	20.718	20.731	13.133	17.770	20.438	19.037	-	-	-	16.269	17.888	17.249	-	-	-	2.316.924	2.489.630
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	5.786.206	6.001.974	3.912.328	24.351	24.351	24.351	18.915.721	18.915.816	18.916.198	-	-	-	15.180	15.402	16.199	-	-	-	24.741.458	24.957.543
Plusvalía	124.944.061	124.944.061	124.944.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	120.566.011	119.940.338	117.875.205	13.670.829	13.734.083	13.606.247	73.265.008	72.270.659	60.213.960	-	-	-	52.655.064	52.832.612	52.867.537	-	-	-	260.156.912	258.777.692
Activos por Impuestos Diferidos	2.693.503	2.742.782	6.344.932	33.913	52.703	43.481	52.166	68.820	71.476	-	-	753.437	109.946	130.210	120.944	-	-	-	2.889.528	2.994.515
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**401.480.319**	**398.035.184**	**386.222.956**	**13.749.811**	**13.831.868**	**13.687.212**	**92.310.095**	**91.335.163**	**79.280.101**	**69.694**	**67.985**	**838.227**	**53.795.518**	**53.973.171**	**54.394.988**	**(145.227.865)**	**(141.972.994)**	**(130.775.883)**	**416.046.883**	**415.139.441**
TOTAL ACTIVOS	**478.142.819**	**476.369.452**	**445.398.696**	**17.751.275**	**17.192.289**	**17.241.507**	**101.295.169**	**98.523.088**	**85.954.381**	**12.410.897**	**11.456.231**	**10.006.599**	**64.472.664**	**63.689.890**	**59.786.610**	**-159.648.262**	**-154.524.490**	**-146.766.342**	**514.424.562**	**512.706.460**

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09	1/01/09	31/03/10	31/12/09
PASIVOS CORRIENTES																				
Pasivos Corrientes en Operación																				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	8.441.296	7.454.803	7.724.774	182.039	176.418	186.898	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.623.335	7.631.221
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	19.173.438	22.602.525	19.440.185	1.529.453	825.352	399.700	12.235.083	12.313.141	10.622.908	4.486.064	4.497.474	2.893.848	1.869.710	2.159.962	517.206	(3.768.690)	(3.768.690)	(4.022.267)	35.525.058	38.629.764
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	31.789.136	1.355.022	5.160.467	92.089	333.804	1.000.930	8.845.562	7.345.418	1.541.190	2.207.949	1.728.802	4.242.351	22.819	83.253	1.786.765	(10.651.707)	(8.782.806)	(11.968.192)	32.305.848	2.063.493
Otras provisiones a corto plazo	479.256	533.635	430.400	53.162	144.850	54.088	35.054	33.352	31.004	-	-	-	213.710	226.673	26.326	-	-	-	781.182	938.510
Pasivos por Impuestos corrientes	1.710.099	1.024.574	1.485.289	337.236	157.838	169.328	12.648	130.917	203.691	238.946	76.596	-	343.616	173.229	122.312	-	-	-	2.642.545	1.563.154
Otros pasivos no financieros corrientes	3.240.394	3.472.256	3.212.917	488.164	765.603	1.047.063	35.527	20.745	(1.046)	-	-	-	315.060	316.280	11.290	-	-	-	4.079.145	4.574.884
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.072.891	2.413.389	2.123.649	33.619	63.377	55.387	112.759	226.618	213.205	0	0	0	181.991	362.711	299.408	0	0	0	1.401.260	3.066.095
Total Pasivos Corrientes en Operación	**65.906.510**	**38.856.204**	**39.577.681**	**2.715.762**	**2.467.242**	**2.913.394**	**21.276.633**	**20.070.191**	**12.610.952**	**6.932.959**	**6.302.872**	**7.136.199**	**2.946.906**	**3.322.108**	**2.763.307**	**-14.420.397**	**-12.551.496**	**-15.990.459**	**85.358.373**	**58.467.121**
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	**65.906.510**	**38.856.204**	**39.577.681**	**2.715.762**	**2.467.242**	**2.913.394**	**21.276.633**	**20.070.191**	**12.610.952**	**6.932.959**	**6.302.872**	**7.136.199**	**2.946.906**	**3.322.108**	**2.763.307**	**-14.420.397**	**-12.551.496**	**-15.990.459**	**85.358.373**	**58.467.121**
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	104.607.609	104.314.655	86.119.671	695.640	693.797	888.352	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105.303.249	105.008.452
Pasivo por Impuestos Diferidos	8.509.601	8.319.618	7.457.228	675.066	655.670	563.721	6.769.955	6.722.547	6.258.012	127.703	234.922	493.448	4.046.092	3.995.985	3.659.149	-	-	-	20.128.417	19.928.742
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.723	10.636	10.368	233	231	142	74.850	73.990	70.480	-	-	-	18.792	18.573	17.697	-	-	-	104.598	103.430
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.130.111	2.193.432	1.811.090	34.837	33.174	24.327	166.086	161.595	197.578	-	-	-	224.306	216.549	180.888	-	-	-	2.555.340	2.604.750
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**115.258.044**	**114.838.341**	**95.398.357**	**1.405.776**	**1.382.872**	**1.476.542**	**7.010.891**	**6.958.132**	**6.526.070**	**127.703**	**234.922**	**493.448**	**4.289.190**	**4.231.107**	**3.857.734**	**0**	**0**	**0**	**128.091.604**	**127.645.374**
PATRIMONIO NETO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital Emitido	224.724.490	254.724.490	262.774.773	10.806.044	10.806.044	10.806.044	13.614.875	13.614.875	13.614.875	3.235.335	3.235.335	3.235.335	37.877.067	37.877.067	37.877.067	(65.533.321)	(65.533.321)	(65.533.321)	224.724.490	254.724.490
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.884.647	(769.783)	(23.976.967)	2.350.192	2.056.793	1.445.401	25.711.199	24.113.023	42.208.885	2.970.062	2.723.761	(1.078.403)	19.359.501	18.259.608	16.671.561	(50.390.954)	(47.153.185)	(59.247.444)	3.884.647	(769.783)
Otras Reservas	68.369.128	68.720.200	71.624.852	473.501	479.338	600.126	33.681.571	33.766.867	10.993.599	(855.162)	(1.040.659)	220.020	-	-	(1.383.059)	(33.299.910)	(33.205.546)	(10.430.686)	68.369.128	68.720.200
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	**296.978.265**	**322.674.907**	**310.422.658**	**13.629.737**	**13.342.175**	**12.851.571**	**73.007.645**	**71.494.765**	**66.817.359**	**5.350.235**	**4.918.437**	**2.376.952**	**57.236.568**	**56.136.675**	**53.165.569**	**-149.224.185**	**-145.892.052**	**-135.211.451**	**296.978.265**	**322.674.907**
Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.996.320	3.919.058	4.435.568	3.996.320	3.919.058
TOTAL PATRIMONIO NETO	**296.978.265**	**322.674.907**	**310.422.658**	**13.629.737**	**13.342.175**	**12.851.571**	**73.007.645**	**71.494.765**	**66.817.359**	**5.350.235**	**4.918.437**	**2.376.952**	**57.236.568**	**56.136.675**	**53.165.569**	**-145.227.865**	**-141.972.994**	**-130.775.883**	**300.974.585**	**326.593.965**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**478.142.819**	**476.369.452**	**445.398.696**	**17.751.275**	**17.192.289**	**17.241.507**	**101.295.169**	**98.523.088**	**85.954.381**	**12.410.897**	**11.456.231**	**10.006.599**	**64.472.664**	**63.689.890**	**59.786.610**	**-159.648.262**	**-154.524.490**	**-146.766.342**	**514.424.562**	**512.706.460**

ACTIVOS	SAESA		FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	**31/03/2010 M$**	**31/12/2009 M$**
ACTIVOS CORRIENTES												
Activos Corrientes en Operación												
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	36.010.270	36.191.457	11.864.715	13.372.799	60.831	14.241	-	-	1.886.892	1.903.544	49.822.708	51.482.041
Otros Activos Financieros, Corriente	-	-	-	-	452.589	111.346	-	-	-	-	452.589	111.346
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	48.167.883	47.685.236	19.546.282	19.973.848	899.292	821.030	-	-	-	-	68.613.457	68.480.114
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	805.041	1.223.173	1.796.362	1.773.560	1.818.810	1.559.482	(43.467.056)	(9.453.486)	39.124.308	4.966.024	77.465	68.753
Inventarios	9.122.705	8.653.671	3.396.044	3.213.692	476.423	498.975	-	-	-	-	12.995.172	12.366.338
Activos por Impuestos Corrientes	3.742.166	3.286.658	202.889	7.604	77.099	28.001	-	-	3.756.049	3.485.468	7.778.203	6.807.731
Otros Activos no Financieros, Corrientes	398.925	395.888	137.950	82.674	279.281	427.419	(37.127.484)	(2.548)	37.125.043	-	813.715	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.	**98.246.990**	**97.436.083**	**36.944.242**	**38.424.177**	**4.064.325**	**3.460.494**	**(80.594.540)**	**(9.456.034)**	**81.892.292**	**10.355.036**	**140.553.309**	**140.219.756**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**98.246.990**	**97.436.083**	**36.944.242**	**38.424.177**	**4.064.325**	**3.460.494**	**(80.594.540)**	**(9.456.034)**	**81.892.292**	**10.355.036**	**140.553.309**	**140.219.756**
ACTIVOS NO CORRIENTE												
Otros Activos Financieros, No Corriente	998.000	976.000	-	-	5.966.610	5.854.638	-	-	-	-	6.964.610	6.830.638
Otros Activos No Financieros, No Corriente	130.689	130.936					-	-	-	-	144.959	151.341
Derechos por Cobrar no Corrientes	2.316.924	2.489.630	964.196	986.738	-	-	-	-	-	-	3.281.120	3.476.368
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	24.741.458	24.957.543	4.744.709	4.745.582	18	13	-	-	-	-	29.486.185	29.703.138
Plusvalía	124.944.061	124.944.061	23.990.169	23.990.169	-	-	-	-	82.511.237	82.511.237	231.445.467	231.445.467
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	260.156.912	258.777.692	116.150.512	116.265.200	26.351.535	25.277.090	-	-	-	-	402.658.959	400.319.982
Activos por Impuestos Diferidos	2.889.528	2.994.515	694.295	758.974	3.883.865	3.853.627	-	-	29.328	-	7.497.016	7.607.116
Otros Activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**416.177.572**	**415.270.377**	**146.636.495**	**146.843.167**	**36.202.028**	**34.985.368**	**(1.498.385.796)**	**(1.556.330.771)**	**1.580.848.016**	**1.638.765.909**	**681.478.316**	**679.534.050**
TOTAL ACTIVOS	**514.424.562**	**512.706.460**	**183.580.738**	**185.267.344**	**40.266.353**	**38.445.862**	**(1.578.980.336)**	**(1.565.786.805)**	**1.662.740.308**	**1.649.120.945**	**822.031.625**	**819.753.806**

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	31/03/10 M$	31/12/09 M$	**31/03/2010 M$**	**31/12/2009 M$**
PASIVOS CORRIENTES												
Pasivos Corrientes en Operación												
Otros Pasivos Financieros, Corriente	8.623.335	7.631.221	1.338.555	1.437.918	1.089.081	1.026.540	-	-	9.575.115	7.713.379	20.626.086	17.809.058
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	35.525.058	38.629.764	11.737.326	13.309.027	2.375.101	1.052.133	42.781	34.470	3.078.103	3.093.643	52.740.651	56.079.376
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	32.305.848	2.063.493	8.060.704	3.593.125	8.932.042	8.808.100	(80.637.321)	(9.490.504)	60.336.583	23.534.381	29.015.574	28.548.256
Otras provisiones a corto plazo	781.182	938.510	328.630	548.947	-	19.309	-	-	-	-	1.109.812	1.506.766
Pasivos por Impuestos corrientes	2.642.545	1.563.154	707.219	624.133	6.685	933	-	-	8.197	8.095	3.364.646	2.196.315
Otros pasivos no financieros corrientes	4.079.145	4.574.884	5.990.328	4.298.662	5.529	5.529	-	-	-	-	10.075.002	8.879.075
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.401.260	3.066.095	646.818	1.351.638	38.788	95.179	0	0	0	0	2.086.866	4.512.912
Total Pasivos Corrientes en Operación	**85.358.373**	**58.467.121**	**28.809.580**	**25.163.450**	**12.447.226**	**11.007.723**	**(80.594.540)**	**(9.456.034)**	**72.997.998**	**34.349.498**	**119.018.637**	**119.531.758**
Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**85.358.373**	**58.467.121**	**28.809.580**	**25.163.450**	**12.447.226**	**11.007.723**	**(80.594.540)**	**(9.456.034)**	**72.997.998**	**34.349.498**	**119.018.637**	**119.531.758**
PASIVOS NO CORRIENTES												
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	105.303.249	105.008.452	28.485.446	29.006.934	4.988.841	4.823.707	-	-	158.130.436	157.515.631	296.907.972	296.354.724
Pasivo por Impuestos Diferidos	20.128.417	19.928.742	8.297.472	8.160.770	2.654.356	2.609.210	-	-	430.909	438.785	31.511.154	31.137.507
Otros pasivos no financieros no corrientes	104.598	103.430	10.568	10.196	-	-	-	-	-	-	115.166	113.626
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.555.340	2.604.750	1.508.972	1.457.185	101.245	103.394	-	-	-	-	4.165.557	4.165.329
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**128.091.604**	**127.645.374**	**38.302.458**	**38.635.085**	**7.744.442**	**7.536.311**	**-**	**-**	**158.561.345**	**157.954.416**	**332.699.849**	**331.771.186**
PATRIMONIO NETO												
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora												
Capital Emitido	224.724.490	254.724.490	66.934.801	66.934.801	26.050.776	26.050.776	(1.311.147.300)	(1.376.068.158)	1.342.050.354	1.376.971.212	348.613.121	348.613.121
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.884.647	(769.783)	671.257	5.096.718	(4.446.683)	(3.847.536)	(21.356.212)	(17.098.111)	36.294.133	30.653.021	15.047.142	14.034.309
Otras Reservas	68.369.128	68.720.200	48.862.642	49.437.290	(1.529.408)	(2.301.412)	(167.383.734)	(164.744.500)	52.836.478	49.192.798	1.155.106	304.376
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	**296.978.265**	**322.674.907**	**116.468.700**	**121.468.809**	**20.074.685**	**19.901.828**	**(1.499.887.246)**	**(1.557.910.769)**	**1.431.180.965**	**1.456.817.031**	**364.815.369**	**362.951.806**
Participaciones Minoritarias	3.996.320	3.919.058	-	-	-	-	1.501.450	1.579.998	-	-	5.497.770	5.499.056
TOTAL PATRIMONIO NETO	**300.974.585**	**326.593.965**	**116.468.700**	**121.468.809**	**20.074.685**	**19.901.828**	**(1.498.385.796)**	**(1.556.330.771)**	**1.431.180.965**	**1.456.817.031**	**370.313.139**	**368.450.862**
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**514.424.562**	**512.706.460**	**183.580.738**	**185.267.344**	**40.266.353**	**38.445.862**	**(1.578.980.337)**	**(1.565.786.805)**	**1.662.740.308**	**1.649.120.945**	**822.031.625**	**819.753.806**

	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACION		SAESA CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**
Ingresos de Actividades Ordinarias	34.418.048	44.675.213	2.661.468	3.478.755	2.777.364	3.204.261	10.018.735	10.645.768	5.584.812	6.950.599	(3.841.112)	(7.568.772)	51.619.315	61.385.824
Otros ingresos, por Naturaleza	2.234.870	1.442.227	32.584	30.964	132.283	230.447	3.842	25.296	100.052	42.019	-	-	2.503.631	1.770.953
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(27.275.710)	(36.494.622)	(2.058.303)	(2.838.345)	(12.912)	(305.171)	(9.504.187)	(8.836.003)	(2.907.150)	(4.138.887)	3.841.112	7.568.772	(37.917.150)	(45.044.256)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(1.829.918)	(1.743.219)	(67.557)	(61.566)	(208.910)	(167.676)	-	-	(291.062)	(326.469)	-	-	(2.397.447)	(2.298.930)
Gasto por Depreciación y Amortización	(1.591.569)	(1.288.521)	(111.173)	(135.251)	(467.949)	(450.534)	-	-	(505.164)	(597.672)	-	-	(2.675.855)	(2.471.978)
Otros Gastos por Naturaleza	(3.683.791)	(3.575.876)	(112.135)	(202.435)	(423.493)	(446.556)	(14.903)	(35.698)	(741.818)	(548.417)	-	-	(4.976.140)	(4.808.982)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(7.380)	-	-	-	(634)	-	-	-	2.287	-	-	-	(5.727)	-
Ingresos Financieros	183.818	214.546	1.129	14.117	18	5.469	6.546	2.004	32.103	38.492	(37.405)	(83.515)	186.209	191.113
Costos Financieros	(868.871)	(1.115.380)	(3.895)	(14.712)	(226)	(164)	(278)	(46.609)	12.655	(18.385)	37.405	83.515	(823.210)	(1.111.735)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	3.069.559	4.637.664	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.069.559)	(4.637.664)	-	-
Diferencias de Cambio	2.988	(970)	(46)	-	561	4.038	(184.072)	220.799	(928)	(4.198)	-	-	(181.497)	219.669
Resultados por Unidades de Reajuste	(292.642)	2.035.613	(1.440)	14.263	371	(1.364)	7.775	(24.959)	2.060	(47.585)	-	-	(283.876)	1.975.968
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	**4.359.402**	**8.786.675**	**340.632**	**285.790**	**1.796.473**	**2.072.750**	**333.458**	**1.950.598**	**1.287.847**	**1.349.497**	**(3.069.559)**	**(4.637.664)**	**5.048.253**	**9.807.646**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(241.356)	(618.066)	(53.070)	(48.657)	(283.593)	(352.499)	(87.157)	(294.165)	(187.954)	(230.399)	-	-	(853.130)	(1.543.786)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuadas	**4.118.046**	**8.168.609**	**287.562**	**237.133**	**1.512.880**	**1.720.251**	**246.301**	**1.656.433**	**1.099.893**	**1.119.098**	**(3.069.559)**	**(4.637.664)**	**4.195.123**	**8.263.860**
Ganancia (pérdida Procedente de Operaciones Discontinuadas														
Ganancia (pérdida)	**4.118.046**	**8.168.609**	**287.562**	**237.133**	**1.512.880**	**1.720.251**	**246.301**	**1.656.433**	**1.099.893**	**1.119.098**	**(3.069.559)**	**(4.637.664)**	**4.195.123**	**8.263.860**

	SAESA		FRONTEL		SAGESA		ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**	**01/01/2010 al 31/03/2010 M$**	**01/01/2009 al 31/03/2009 M$**
Ingresos de Actividades Ordinarias	51.619.315	61.385.824	18.818.644	23.494.540	2.673.914	3.233.536	-	-	-	-	70.425.413	84.754.007
Otros ingresos, por Naturaleza	2.503.631	1.770.953	839.057	1.078.650	286.701	251.191	-	-	-	-	3.629.389	3.100.794
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(37.917.150)	(45.044.256)	(13.530.307)	(17.154.487)	(1.834.929)	(2.714.461)	-	-	-	-	(50.595.926)	(61.553.312)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(2.397.447)	(2.298.930)	(1.562.246)	(1.471.776)	(101.953)	(112.414)	-	-	-	-	(4.061.646)	(3.883.120)
Gasto por Depreciación y Amortización	(2.675.855)	(2.471.978)	(1.404.556)	(1.004.066)	(177.111)	(203.724)	-	-	(196.772)	-	(4.454.294)	(3.679.768)
Otros Gastos por Naturaleza	(4.976.140)	(4.808.982)	(2.943.282)	(2.113.797)	(1.516.554)	(772.947)	-	-	(22.095)	(5.361)	(9.458.071)	(7.701.086)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(5.727)	-	24.638	(31.209)	(26.491)	-	-	-	-	-	(7.580)	(31.209)
Ingresos Financieros	186.209	191.113	91.747	225.774	128.606	114.906	(14.400)	(576.905)	2.839	39.066	373.763	395.078
Costos Financieros	(823.210)	(1.111.735)	(182.466)	(146.318)	(31.085)	(728.491)	14.400	576.905	(2.342.692)	(1.518.808)	(3.343.815)	(3.329.571)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	-	-	2.060	3.625	-	-	(3.564.158)	(8.479.843)	7.293.437	8.485.159	-	-
Diferencias de Cambio	(181.497)	219.669	12.262	(2.797)	(4.044)	(1.615.303)	-	-	868	(4.066)	(172.411)	(1.402.497)
Resultados por Unidades de Reajuste	(283.876)	1.975.968	(77.883)	391.749	125.098	(312.960)	-	-	(511.793)	4.042.147	(748.454)	6.096.904
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	**5.048.253**	**9.807.646**	**87.668**	**3.269.888**	**(477.848)**	**(2.860.667)**	**(3.564.158)**	**(8.479.843)**	**4.223.792**	**11.038.137**	**1.586.368**	**12.766.220**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(853.130)	(1.543.786)	31.523	(574.570)	(15.218)	507.395	-	-	307.611	(442.734)	(529.214)	(2.053.695)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuadas	**4.195.123**	**8.263.860**	**119.191**	**2.695.318**	**(493.066)**	**(2.353.272)**	**(3.564.158)**	**(8.479.843)**	**4.531.403**	**10.595.403**	**1.057.154**	**10.712.525**
Ganancia (pérdida Procedente de Operaciones Discontinuadas												
Ganancia (pérdida)	**4.195.123**	**8.263.860**	**119.191**	**2.695.318**	**(493.066)**	**(2.353.272)**	**(3.564.158)**	**(8.479.843)**	**4.531.403**	**10.595.403**	**1.057.154**	**10.712.525**
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora											977.782	10.586.458
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras											**79.372**	**126.067**
Ganancia (pérdida)											**1.057.154**	**10.712.525**

28. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de abril de 2010 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 gastos ambientales al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	31/03/2010 M$	31/03/2009 M$
SAESA	Evaluación planes de manejo	1.101	4.041
SAESA	Asesorías medioambientales	-	1.381
SAESA	Otros gastos medioambientales	153	220
STS	Otros gastos medioambientales	175	199
EDELAYSEN	Disposicion Final Residuos peligrosos	2.034	1.685
EDELAYSEN	Asesorías medioambientales	229	78
EDELAYSEN	Otros gastos medioambientales	141	-
SAGESA	Asesorías medioambientales	354	269
SAGESA	Estudios de proyectos (DIA Central Cochamo)	-	5.109
	TOTAL	**4.186**	**12.980**

No existen compromisos futuros que impliquen gastos mediambientales significativos para la Empresa, 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 marzo de 2009 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$)	2012 (M$)
Vialidad Región de Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	41,605	41,605	-	-
Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	198,967	198,967	-	-
Vialidad VIII Región	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5,175	5,175	-	-
Vialidad Región de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22,990	17,512	5,478	-
Vialidad Región de Los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1,420	-	1,420	-
Gobierno Regional Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	3,968,301	2,785,668	1,182,633	-
Gobierno Regional Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	UF	7,215	7,215	-	-
Gobierno Regional Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	713,680	8,115	705,565	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	23,396	23,396	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	8,456,984	4,988,240	3,468,744	-
Gobierno Regional de Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	89,597	-	89,597	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	1,905,709	-	1,905,709	-
Ilustre Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	80,932	80,932	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	14,031	14,031	-	-
Ilustre Municipalidad de Bulnes	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	35,546	35,546	-	-
Ilustre Municipalidad de Chaiten	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3,000	3,000	-	-
Ilustre Municipalidad de Llanquihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4,000	4,000	-	-
Ilustre Municipalidad de Maullin	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3,500	3,500	-	-
Ilustre Municipalidad de Quellón	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33,526	33,526	-	-
Hidroeléctrica Trueno S.A	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	160,000	160,000	-	-
Dirección Nacional de Aeropuertos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7,576	-	7,576	-
Serviu	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1,862	-	-	1,862
				Total	**15,779,013**	**8,410,429**	**7,366,723**	**1,862**

Según lo indicado en Nota N° 13 de Propiedad, 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 2015, y un su valor contable al 31 de marzo de de 2010 de M$ 228.754. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M$ 6.077.922.

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. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M$ 9.963.281.

32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/03/2010										
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	8.985.074	92.310.095	21.276.633	7.010.891	2.777.364	1.512.880
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	10.677.146	53.795.518	2.946.906	4.289.190	5.584.812	1.099.893
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.001.464	13.749.811	2.715.762	1.405.776	2.661.468	287.562
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	12.341.203	69.694	6.932.959	127.703	10.018.735	246.301
96.956.660-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	76.662.500	401.480.319	65.906.510	115.258.044	44.675.213	4.118.046
96.986.780-K	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	36.944.242	146.636.495	28.809.580	38.302.458	18.818.644	119.191
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	4.064.325	36.202.028	12.447.226	7.744.442	2.673.914	(493.066)
76.073.162-5	INVERSIONES LOS LAGOS II S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	29.997.639	346.427.105	29.999.483	-	-	4.116.131
76.073.164-1	INVERSIONES LOS LAGOS III S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.155.973	148.376.181	7.157.823	-	-	(51.814)
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	337	20.054.606	70.407	-	-	(494.190)
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	37.219.616	514.386.590	24.738	-	-	3.547.652

31/12/2009										
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	3.204.261	1.720.251
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	6.950.599	1.119.098
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	491.111	13.831.868	2.467.242	1.382.872	3.478.755	237.133
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.929.434	67.985	6.302.872	234.922	10.645.768	1.656.433
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	44.675.213	8.168.609
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	23.494.540	2.695.318
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	3.233.536	(2.353.272)
76.042.977-5	INVERSIONES LOS LAGOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	36.772	546.311.384	21.886	-	-	8.488.736

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				Corriente			No Corriente			
			Vencimiento			Vencimiento				Vencimiento			Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/03/2010	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/03/2010	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente a 31/12/2009	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2009
Chile	UF	2,37%	387.807	414.510	802.317	2.228.790	705.395		2.934.185	0	762.310	762.310	2.222.884	703.524		2.926.408
Chile	UF	1,84%	292.992	392.273	685.265	25.167.230	7.947.709		33.114.939		586.065	586.065	25.100.544	7.926.650		33.027.194
		Total	680.799	806.783	1.487.582	27.396.020	8.653.104	0	36.049.124	0	1.348.375	1.348.375	27.323.428	8.630.174	0	35.953.602

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente				Corriente			No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente	Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M$	Tres a doce Meses M$	31/03/2010 M$	Uno a tres años M$	Tres a cinco años M$	Mas de cinco años M$	31/03/2010 M$	Uno a tres meses M$	Tres a doce Meses M$	31/12/2009 M$	Uno a tres años M$	Tres a cinco años M$	Mas de cinco años M$	31/12/2009 M$
96.531.500-4	Compañía Eléctrica C	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	71.603	71.493	143.096	409.249	130.259		539.508		142.716	142.716	408.165	129.914		538.079
96.531.500-4	Compañía Eléctrica C	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	26.644	56.077	82.721	161.344	48.080		209.424		55.929	55.929	160.917	47.953		208.870
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	39.221	38.866	78.087	221.530	71.111		292.641		66.570	66.570	220.943	70.922		291.865
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	2.711	2.687	5.398	15.556	4.938		20.494		5.384	5.384	15.515	4.925		20.440
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	7.231	7.165	14.396	41.328	13.155		54.483		14.358	14.358	41.219	13.120		54.339
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	6.327	6.270	12.597	36.164	11.510		47.674		12.564	12.564	36.068	11.479		47.547
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	2.512	2.490	5.002	14.415	4.576		18.991		4.989	4.989	14.376	4.563		18.939
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	4.519	4.479	8.998	25.925	8.230		34.155		8.974	8.974	25.856	8.208		34.064
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	2.978	2.951	5.929	18.225	5.527		23.752		5.914	5.914	18.177	5.512		23.689
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	5.287	5.240	10.527	32.356	9.812		42.168		10.499	10.499	32.270	9.786		42.056
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	109.605	108.612	218.217	626.451	199.391		825.842		217.639	217.639	624.791	198.863		823.654
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO SE(	UF	2,37%	2,37%	109.169	108.180	217.349	626.247	198.806		825.053		216.774	216.774	624.587	198.279		822.866
96.956.660-5	Sociedad Austral de E	BANCO ES	UF	1,84%	1,84%	195.328	196.399	391.727	16.778.153	5.298.473		22.076.626		390.710	390.710	16.733.696	5.284.433		22.018.129
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de	BANCO ES	UF	1,84%	1,84%	97.664	195.874	293.538	8.389.077	2.649.236		11.038.313		195.355	195.355	8.366.848	2.642.217		11.009.065
					Total	680.799	806.783	1.487.582	27.396.020	8.653.104	0	36.049.124	0	1.348.375	1.348.375	27.323.428	8.630.174	0	35.953.602

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nomina	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			vencimiento			Vencimiento				vencimiento			Vencimiento			
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/03/2010	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/03/2010	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/12/2009	Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2009
Chile	UF	3,50%	3.477.649	3.423.011	6.900.660	13.145.577			13.145.577	0	6.882.375	6.882.375	13.110.745			13.110.745
Chile	UF	2,59%	1.305.982	1.305.982	2.611.964	10.761.930	25.385.510	42.327.452	78.474.892		2.605.022	2.605.022	10.733.414	25.318.246	42.215.296	78.266.956
Chile	UF	2,88%	0	181.427	181.427	3.694.060	16.202.458		19.896.518		180.946	180.946	3.684.271	16.159.526		19.843.797
Chile	UF	1,49%	0	885.802	885.802	5.127.251	7.830.789	10.083.384	23.041.424	892.376	883.454	1.775.830	5.113.665	7.810.040	10.056.666	22.980.371
Chile	UF	3,80%	7.920.642		7.920.642	22.713.199	34.359.578	55.610.080	112.682.857	0	7.899.654	7.899.654	22.653.016	34.268.535	55.462.730	112.384.281
Chile	UF	5,00%	4.463.227	0	4.463.227	13.488.651	112.125.440	148.489.585	0	0	4.451.401	4.451.401	13.452.910	22.814.880	11.182.834	47.450.624
		Total	17.167.500	5.796.222	22.963.722	68.930.668	106.653.829	220.146.356	395.730.853	892.376	22.902.852	23.795.228	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	31/03/2010							31/12/2009						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 Días	Mas 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%	3.477.649	3.423.011	6.900.660	13.145.577			13.145.577	0	6.882.375	6.882.375	13.110.745			13.110.745
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile			UF	2,59%	2,59%	1.305.982	1.305.982	2.611.964	10.761.930	25.385.510	42.327.452	78.474.892		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	2,88%	2,88%	0	181.427	181.427	3.694.060	16.202.458		19.896.518		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%	0	885.802	885.802	5.127.251	7.830.789	10.083.384	23.041.424	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%	7.920.642		7.920.642	22.713.199	34.359.578	55.610.080	112.682.857	0	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	5,70%	5,00%	4.463.227	0	4.463.227	13.488.651	22.875.494	112.125.440	148.489.585	0	4.451.401	4.451.401	13.452.910	22.814.880	11.182.834	47.450.624
							Total	17.167.500	5.796.222	22.963.722	68.930.668	106.653.829	220.146.356	395.730.853	892.376	22.912.852	23.805.228	68.748.021	106.371.227	118.917.526	294.036.774

c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31/03/2010						
							Corriente			No Corriente			
							Menos de 90 Días	Mas 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 Enérgia Chile S.A.	Chile	Banco Corpban	Chile	US$		580.037	580.037	1.160.074	3.480.222	1.740.110		5.220.332
						Total	580.037	580.037	1.160.074	3.480.222	1.740.110	0	5.220.332

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	Mas 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 Enérgia Chile S.A.	Chile	Banco Corpban	Chile	US$		0	1.121.675	1.121.675	3.365.024	1.682.512		5.047.536
						Total	0	1.121.675	1.121.675	3.365.024	1.682.512	0	5.047.536

34. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/10 M$	31/03/09 M$	01/01/2009 M$
ACTIVOS CORRIENTES					
Activos Corrientes en Operación					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Dólar	154.377	44.847	190.895
Otros Activos no Financieros, Corrientes	Dólar	Dólar	452.589	111.346	148.701
Total Activos Corrientes en Operación			**606.966**	**156.193**	**339.596**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**606.966**	**156.193**	**339.596**
ACTIVOS NO CORRIENTE					
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Dólar	Dólar	26.351.535	25.277.090	27.757.224
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**26.351.535**	**25.277.090**	**27.757.224**
TOTAL ACTIVOS			**26.958.501**	**25.433.283**	**28.096.820**

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/10 M$	31/03/09	01/01/2009 M$
PASIVOS CORRIENTES					
Pasivos Corrientes en Operación					
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Dólar	1.089.081	1.026.540	1.200.371
Total Pasivos Corrientes en Operación			**1.089.081**	**1.026.540**	**1.200.371**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			**1.089.081**	**1.026.540**	**1.200.371**
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	Dólar	Dólar	4.988.841	4.823.707	7.356.141
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			**4.988.841**	**4.823.707**	**7.356.141**
TOTAL PASIVOS			**6.077.922**	**5.850.247**	**8.556.512**