

**Estados Financieros Consolidados
Intermedios**

**correspondientes al período terminado
al 31 de marzo de 2010**

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

REEMISION

Miles de pesos

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios

Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	36.010.270	36.191.457	4.057.456
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	48.167.883	47.685.236	49.043.245
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	805.041	1.223.173	500.477
Inventarios	8	9.122.705	8.653.671	7.318.528
Activos por Impuestos Corrientes	9	3.742.166	3.286.658	6.508.837
Otros Activos no Financieros, Corrientes		398.925	395.888	545.307
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	67.973.850
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		98.246.990	97.436.083	67.973.850
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	998.000	976.000	1.372.000
Otros Activos No Financieros, No Corriente		130.689	130.936	170.871
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	2.316.924	2.489.630	2.394.374
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	24.741.458	24.957.543	22.869.076
Plusvalía	12	124.944.061	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	260.156.912	258.777.692	244.562.949
Activos por Impuestos Diferidos	14	2.889.528	2.994.515	7.334.270
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		416.177.572	415.270.377	403.647.601
TOTAL ACTIVOS		514.424.562	512.706.460	471.621.451

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios
 Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	15	8.623.335	7.631.221	7.911.672
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	35.525.058	38.629.764	29.851.580
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	32.305.848	2.063.493	1.763.511
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	781.182	938.510	541.818
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	2.642.545	1.563.154	1.980.620
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	4.079.145	4.574.884	4.270.224
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	18	1.401.260	3.066.095	2.691.649
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		85.358.373	58.467.121	49.011.074
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		85.358.373	58.467.121	49.011.074
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	105.303.249	105.008.452	87.008.023
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	20.128.417	19.928.742	18.431.558
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		104.598	103.430	98.687
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	2.555.340	2.604.750	2.213.883
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		128.091.604	127.645.374	107.752.151
PATRIMONIO				
Capital Emitido	20	224.724.490	254.724.490	262.774.773
Ganancias (pérdidas) Acumuladas		3.455.739	(1.198.691)	(24.041.797)
Otras Reservas	20	68.798.036	69.149.108	71.689.682
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		296.978.265	322.674.907	310.422.658
Participaciones No Controladoras	20	3.996.320	3.919.058	4.435.568
TOTAL PATRIMONIO		300.974.585	326.593.965	314.858.226
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		514.424.562	512.706.460	471.621.451

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de 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	51.619.315	61.385.824
Otros ingresos, por naturaleza	21	2.503.631	1.770.953
Materias primas y consumibles utilizados	22	(37.917.150)	(45.044.256)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(2.397.447)	(2.298.930)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(2.675.855)	(2.471.978)
Otros gastos por naturaleza	25	(4.976.140)	(4.808.982)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(5.727)	-
Ingresos financieros	26	186.209	191.113
Costos financieros	26	(823.210)	(1.111.735)
Diferencias de cambio	26	(181.497)	219.669
Resultados por unidades de reajuste	26	(283.876)	1.975.968
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		5.048.253	9.807.646
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(853.130)	(1.543.786)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		4.195.123	8.263.860
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		4.195.123	8.263.860
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		4.118.046	8.168.609
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	20	77.077	95.251
Ganancia (pérdida)		4.195.123	8.263.860
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	0,0004836	0,0009592
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0004836	0,0009592
Ganancias por acción diluidas			
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción Prodedente de Operaciones Continuas		0,0004836	0,0009592
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción Prodedente de Operaciones Discontinuas		-	-
Ganancia (pérdida) Diluida por Acción		0,0004836	0,0009592

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Otros Resultados Integrales Consolidados Intermedios
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Integral	Nota	01/01/2010 al 31/03/2010 M\$	01/01/2009 al 31/03/2009 M\$
Ganancia (Pérdida)		4.195.123	8.263.860
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	185.497	(227.376)
Otros Resultado Integral, Antes de Impuestos, Diferencias de Cambio por Conversión		185.497	(227.376)
Otro Resultado Integral		185.497	(227.376)
Resultado Integral Total		4.380.620	8.036.484
Resultado Integral Atribuible a			
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora		4.303.358	7.941.461
Resultado Integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		77.262	95.023
Resultado Integral Total		4.380.620	8.036.484

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
Saldo Inicial al 01/01/2010	254.724.490			70.123.896	(1.039.618)				64.830	69.149.108	(1.198.691)	322.674.907	3.919.058	326.593.965
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	254.724.490			70.123.896	(1.039.618)				64.830	69.149.108	(1.198.691)	322.674.907	3.919.058	326.593.965
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)										-	4.118.046	4.118.046	77.077	4.195.123
Otro resultado integral					185.312					185.312		185.312	185	185.497
Resultado integral										-		4.303.358	77.262	4.380.620
Dividendos										-		-		-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(30.000.000)									-		(30.000.000)		(30.000.000)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios				(536.384)						(536.384)	536.384	-		-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto										-		-		-
Total de cambios en patrimonio	(30.000.000)	-	-	(536.384)	185.312	-	-	-	-	(351.072)	4.654.430	(25.696.642)	77.262	(25.619.380)
Saldo Final al 31/03/2010	224.724.490			69.587.512	(854.306)				64.830	68.798.036	3.455.739	296.978.265	3.996.320	300.974.585

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
Saldo Inicial al 01/01/2009	262.774.773			71.624.852					64.830	71.689.682	(24.041.797)	310.422.658	4.435.568	314.858.226
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	262.774.773			71.624.852					64.830	71.689.682	(24.041.797)	310.422.658	4.435.568	314.858.226
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)										-	8.168.609	8.168.609	95.251	8.263.860
Otro resultado integral					(227.148)					(227.148)		(227.148)	(228)	(227.376)
Resultado integral										-		7.941.461	95.023	8.036.484
Dividendos										-		-		-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios										-		-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios				(235.998)						(235.998)	235.998	-		-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto										-		-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	(235.998)	(227.148)	-	-	-	-	(463.146)	8.404.607	7.941.461	95.023	8.036.484
Saldo Final al 31/03/2009	262.774.773			71.388.854	(227.148)				64.830	71.226.536	(15.637.190)	318.364.119	4.530.591	322.894.710

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estado de Flujos de Efectivos Consolidados
 Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2010 y 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			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		68.272.165	71.291.268
Otros cobros por actividades de operación		69.183	-
Clases de pagos		(63.425.713)	(57.848.628)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(59.128.997)	(53.870.462)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.897.961)	(2.202.747)
Otros pagos por actividades de operación		(1.398.755)	(1.775.419)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(791.766)	(653.366)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	(57.722)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		4.054.686	12.731.552
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		-	(1.910.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		70	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(4.405.774)	(3.765.380)
Cobros a entidades relacionadas		-	800.000
Intereses recibidos		169.475	304.237
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(4.236.229)	(4.571.143)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Intereses pagados		(2.626)	(1.606.411)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(2.626)	(1.606.411)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(184.169)	6.553.998
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2.982	57.743
		2.982	57.743
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(181.187)	6.611.741
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	36.191.457	4.057.456
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	36.010.270	10.669.197

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio	10
2.	Resumen de las Principales Políticas 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	16
2.12.1	Plusvalía comprada	16
2.12.2	Servidumbres	16
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.....	19
2.15.5	Instrumentos de patrimonio	20
2.16	Inventarios.....	20
2.17	Otros pasivos no financieros.....	20
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 a los empleados	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	22
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	27
3.4.1	Aspectos generales.....	27
3.4.2	Ley Corta I.....	27
3.4.3	Ley Corta II.....	28
3.4.4	Organismos Reguladores.....	28
4	Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera.....	30
5	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	34
6	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.....	35
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	37
7.1	Accionistas.....	37
7.2	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	37
7.3	Directorio y personal clave de la gerencia	38
8	Inventarios	40
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	41
10	Otros Activos Financieros no Corriente.....	42
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	43
12	Plusvalía Comprada	44
13	Propiedades, planta y equipos	44
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	46
14.1	Impuesto a la renta	46
14.2	Impuestos diferidos	47

15	Otros Pasivos Financieros.....	48
16	Política de Gestión de Riesgos	51
16.1	Riesgo de negocio	51
16.1.1	Riesgo regulatorio	51
16.2	Riesgo financiero	53
16.2.1	Tipo de cambio	53
16.2.2	Variación UF.....	54
16.2.3	Tasa de interés.....	54
16.2.4	Riesgo de liquidez	54
16.2.5	Riesgo de crédito	55
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	56
18	Provisiones.....	56
18.1	Provisiones Corrientes.....	56
18.1.1	Otras Provisiones a Corto Plazo	56
18.1.2	Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados	57
18.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	58
18.3	Juicios y Multas.....	59
18.3.1	Juicios	59
18.3.2	Multas	60
19	Otros Pasivos no Financieros.....	60
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 por Beneficios a los Empleados.....	63
24	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	64
25	Otros Gastos por Naturaleza.....	64
26	Resultado Financiero.....	64
27	Información por Segmento	65
28	Hechos Posteriores	69
29	Medio Ambiente.....	69
30	Garantías Comprometidas con Terceros	70
31	Cauciones Obtenidas de Terceros	70
32	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	71
33	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	72
34	Moneda Extranjera	74

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados Intermedios

Al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante la “Sociedad” o “Saesa” fue constituida por escritura pública de fecha 18 de junio de 2001 con el nombre de PSEG Chile Holding S.A., con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, entre otras, acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo estadounidense Morgan Stanley Infrastructure Partners controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 775 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen, inscrita con el número 28 y Sistema de transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 114.

Saesa y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado y otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

2. Resumen de las Principales Políticas 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°17546 de la 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 la Sociedad 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 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 retrospectivamente.

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 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 ellas. 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 del período.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y sus filiales, 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:** La 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 se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes estados financieros consolidados intermedios comprenden los estados de situación financiera de Saesa 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 período terminado 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 las 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:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2009	01/01/2009
				31/03/2010				
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL	TOTAL
CHILE	96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,1797%	0,0000%	93,1797%	93,1797%	91,8125%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	US\$	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%	99,9000%

Tal como indica la tabla anterior, a marzo de 2010, respecto de diciembre 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 filiales se consolidan por el método de integración global, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones entre la Sociedad y sus filiales.

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad y sus filiales, se han utilizado los siguientes principios:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integral consolidado.
- La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
 - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación.

2.8 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad y sus filiales 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:

Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en 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 la Sociedad y sus filiales en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

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

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio 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 costo de adquisición o construcción de cada elemento, se 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\$ 105.917, por el período terminado al 31 de marzo de 2010, y a M\$ 95.008, 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\$ 221.045 por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y a M\$ 198.315 por el período terminado al 31 de marzo de 2009.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedad, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad y sus filiales efectuaron su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

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

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

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

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

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

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

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

2.12 Activos intangibles

2.12.1 Plusvalía comprada

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

2.12.2 Servidumbres

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

2.12.3 Programas informáticos

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

2.12.4 Gastos de investigación y desarrollo

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

2.13 Deterioro de los activos

La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio 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 podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se 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. El deterioro es determinado, para el menor valor, evaluando 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 el menor valor de inversión, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, del menor valor 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, la Sociedad y sus filiales 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 tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.14 Arrendamientos

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

La Sociedad y sus filiales no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante, sobre el saldo de la obligación.

El monto a amortizar del activo arrendado se asignará en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad y sus filiales. En caso que exista certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento, el período de uso estimado será la vida útil del activo, de lo contrario el activo se amortiza en el plazo menor entre su vida útil o el plazo del arrendamiento.

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

2.15 Instrumentos financieros

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

2.15.1 Activos Financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por

cobrar. Estos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

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

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

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 clasifican el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio y cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad y sus filiales en forma habitual realizan un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad procede 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 se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad y sus filiales sólo tienen emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16 Inventarios

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

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, 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 y sus filiales cumplirán con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente, y se reconocen en el estado de resultados durante la vida útil del activo depreciable con un menor cargo por depreciación.

2.17.3 Obras en construcción para terceros

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

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.19 Beneficios a los empleados

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, las cuales se actualizan en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio 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. 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 período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se 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 y sus filiales, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.21 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o 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 de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

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

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 Ganancias por acción

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

2.24 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad y sus filiales 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 éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

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 Edelayson 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 cuatro sistemas.

3.1 Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En 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.

- 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.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento 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	<p><u>Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ De acuerdo a los flujos esperados.
Subtransmisión	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención de las 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

Pertencen 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. 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 Comisión Nacional de Energía, 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 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 fiscalizadoras y reguladoras.

- 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 emiten 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”.

IFRS 1 por lo general exige la aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, también 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 distintos de plusvalía como costo atribuido.
- c) **Obligaciones con el público:** Basada en la valorización a una fecha particular derivada de la oferta de compra por la Sociedad, estos pasivos quedarán valorizados a su valor razonable, en consistencia con el valor reconocido por su matriz.
- d) **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:

Saldos al 01/01/2009 con PCGA Chile	246.718.085
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	4.550.237
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	62.364.846
Tasación de servidumbres (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Otros	(104.063)
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	(114.669)
Total ajustes a NIIF	63.589.904
Patrimonio bajo criterio NIIF al 01/01/2009	314.858.226

Saldos al 31/03/2009 con PCGA Chile	246.056.909
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	4.559.516
Tasación Propiedad, Planta y Equipo (1)	62.364.846
Tasación de servidumbres (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	5.674.516
Otros	(104.063)
Diferencia de cambio asociada (11)	(227.147)
Ajuste resultado NIIF	3.155.268
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	(28.925)
Total ajustes a NIIF	72.278.285
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/03/2009	322.894.710

Resultado PCGA Chile al 31/03/09	5.013.341
Elimina corrección monetaria (3)	1.515.514
Variación depreciación (1)	(577.272)
Valor actuarial IAS (5)	(69.473)
Activación de intereses	89.039
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	2.421.458
Valor Bonos según valor razonable (7)	223.471
Diferencia de cambio ítems monetarios (12)	219.722
Impuestos diferidos	(674.591)
Otros	7.400
Total ajustes a NIIF	3.155.268
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF	8.168.609

Saldos al 31/12/2009 con PCGA Chile	243.822.683
Incorporación de participaciones no controladoras (6)	3.994.895
Propiedad, Planta y Equipo a costo revaluado (1)	62.364.846
Servidumbres a costo revaluado (1)	20.584.834
Valor actuarial IAS (5)	(481.140)
Eliminación de cuentas complementarias de impuestos diferidos (8)	(1.711.690)
Valor Bonos según valor razonable (7)	(7.521.592)
Ajustes activos financieros de largo plazo (créditos tributarios por recuperar) (9)	(237.000)
Impuestos diferidos	(9.189.623)
Corrección monetaria del patrimonio (3)	5.650.354
Otros	(104.063)
Diferencia de cambio asociada (11)	(1.039.618)
Ajuste resultado NIIF	10.536.915
Ajuste de participaciones no controladoras (6)	(75.837)
Total ajustes a NIIF	78.776.387
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009	326.593.965

Resultado PCGA Chile al 31/12/09	10.805.236
Elimina corrección monetaria (3)	1.639.435
Variación depreciación (1)	(2.498.180)
Valor actuarial IAS (5)	(48.686)
Activación de intereses	309.412
Elimina amortización de intangibles (2) (4)	9.685.840
Ajuste amortización Bonos (7)	855.987
Pérdida en venta de Propiedad, Planta y Equipo	(160.261)
Diferencia de cambio ítems monetarios (12)	1.021.773
Impuestos diferidos	(347.734)
Otros	79.326
Total ajustes a NIIF	10.536.915
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF	21.342.151

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos	4.117.212
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(59.756)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF	4.057.456

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-03-2009, PCGA chilenos	10.727.098
C. Monetaria actividades de la operación	837.374
C. Monetaria actividades de financiamiento	
C. Monetaria actividades de inversión	(809.611)
Eliminación C. Monetaria	(27.763)
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(57.901)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-03-2009, NIIF	10.669.197

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos	36.256.229
C. Monetaria actividades de la operación	(449.474)
C. Monetaria actividades de financiamiento	(72.448)
C. Monetaria actividades de inversión	372.065
Eliminación C. Monetaria	149.857
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	(64.772)
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF	36.191.457

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 Intangibles identificables y de carácter indefinido (servidumbres):** Bajo PCGA chilenos este tipo de intangibles eran amortizados en un plazo máximo de 40 años. En IFRS no se requiere la amortización sistemática de estos intangibles, siendo necesario únicamente realizar en forma anual o en cualquier momento en el que exista un indicio de que el activo puede haber deteriorado su valor, una evaluación de su valor en libros.
- 3) **Corrección monetaria:** Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PGCA chilenos, pues bajo IFRS ajustes por inflación sólo son aceptados en países hiperinflacionarios. Chile no califica como un país hiperinflacionario, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”.
- 4) **Plusvalía comprada:** La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida.

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

En IFRS no se considera que exista una amortización sistemática de este rubro, sino que es revisado anualmente para determinar si existe o no deterioro o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado.

El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada la plusvalía comprada.

- 5) **Beneficios al personal:** Corresponde a ajuste originado por la metodología de cálculo establecida en NIC 19.

- 6) 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.
- 7) Obligaciones con bancos y con el público:** Los créditos, préstamos y obligaciones con el público son inicialmente reconocidos al valor razonable. Lo anterior como consecuencia del reconocimiento de esa partida en la Matriz a valor justo a su fecha de compra. Luego del reconocimiento inicial, los créditos que devengan intereses y préstamos son medidos al costo amortizado usando el método de la tasa efectiva de interés.
- 8) Eliminación de cuentas complementarias de impuesto diferidos:** De acuerdo a NIIF cualquier diferencia entre el valor contable y tributario de un activo o pasivo representa la existencia de un impuesto diferido que debe registrarse en el estado de situación financiera. Bajo PCGA en Chile la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar, excepto porque los PCGA en Chile permitían contabilizar el efecto de la primera aplicación de los impuestos diferidos contra una cuenta complementaria del estado de situación financiera. Dichos activos (pasivos) complementarios eran amortizados contra resultado en los períodos estimados de reverso de la diferencia temporal que le dio origen, lo cual origina una diferencia con las NIIF que debió ser ajustada en el proceso de adopción.
- 9) Activos Financieros no corrientes:** 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. 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.
- 10) Reversa impuesto diferido intangibles de carácter indefinido:** La Sociedad no reconoce diferencias temporarias para las servidumbres de carácter indefinido ya que 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.
- 11) Diferencia de cambio en sociedad con distinta moneda funcional:** Las conversiones 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.
- 12) 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.

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	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Efectivo en Caja	859.872	1.585.260	3.262.842
Saldo en Bancos	742.713	1.765.132	736.749
PRBC	4.149.375	-	57.865
Otros instrumentos de renta fija	30.258.310	32.841.065	-
Total	36.010.270	36.191.457	4.057.456

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos, bonos de empresas y otros instrumentos de renta fija de plazo inferior a 3 meses, que son tomados por la Sociedad y sus filiales de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Gerencia.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

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

Detalle del efectivo y equivalentes al efectivo	Moneda	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
		M\$	M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes al efectivo	\$ Chilenos	35.994.088	36.166.714	4.019.492
Monto del Efectivo y Equivalentes al efectivo	US\$	16.182	24.743	37.964
Total		36.010.270	36.191.457	4.057.456

6 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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	39.324.847	-	39.328.922	-	41.556.139	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	11.868.190	2.506.924	11.253.575	2.679.630	9.436.332	2.394.374
Total	51.193.037	2.506.924	50.582.497	2.679.630	50.992.471	2.394.374

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	37.462.487	-	37.519.125	-	40.485.770	-
Otras cuentas por cobrar, neto	10.705.396	2.316.924	10.166.111	2.489.630	8.557.475	2.394.374
Total	48.167.883	2.316.924	47.685.236	2.489.630	49.043.245	2.394.374

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2010 es de M\$ 53.699.961, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 53.262.127 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 53.386.845.

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

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece la ley, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A marzo de 2010 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 393 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad Miles	Participación ventas %
Residencial	342	33%
Comercial	32	30%
Industrial	3	24%
Otros	16	13%
Total	393	100%

- c) 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).
- d) 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\$ 1.507.600, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 1.392.692 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 950.204. 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.

e) 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	10.960.626	10.730.116	13.751.265
Con vencimiento entre tres y seis meses	912.785	788.212	1.372.481
Con vencimiento entre seis y doce meses	484.953	621.893	830.793
Con vencimiento mayor a doce meses	488.118	265.047	233.700
Total	12.846.481	12.405.269	16.188.239

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.

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	1.949.226
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	1.265.400
Montos castigados	(127.365)
Saldo al 31 de diciembre 2009	3.087.261
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	132.515
Montos castigados	(4.622)
Saldo al 31 marzo de 2010	3.215.154

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

a. 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 Los Lagos II S.A.	170.289.963	8.514.710.516.855	8.514.880.806.818	99,9921%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	3.898	116.936.102	116.940.000	0,0014%
MSIP CONDOR	113.543.182	-	113.543.182	0,0013%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.855	55.648.145	55.650.000	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.341	40.228.659	40.230.000	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.236	37.078.764	37.080.000	0,0004%
Gastón Cortés Cruz	1.038	31.138.962	31.140.000	0,0004%
Inversiones Electricas del Sur S.A	1.008	30.238.992	30.240.000	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	836	25.079.164	25.080.000	0,0003%
Conca Hnos. Ltda..	748	22.439.252	22.440.000	0,0003%
Minoritarios	6.593	197.783.407	197.790.000	0,0023%
Total	283.851.698	8.515.267.088.302	8.515.550.940.000	

b. 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

RUT	Sociedad	Pais de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76024762-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	59.227		53.891			
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Recuperación de Gastos , cuenta mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-				497.356	
76067075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.385					
76042977-5	Inversiones Los Lagos Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	483				3.121	
76073164-1	Inversiones Los Lagos III S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.844					
76073168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.803					
76024762-6	MSIP Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.115		3.527			
76024757-K	OTPP Inversiones Eléctricas SPA	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.606		19			
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	733.578		1.165.736		-	
Total							805.041	-	1.223.173	-	500.477	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.817.240		1.559.150			-
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos, Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	482.576		481.568			459.839
76073162-5	Inversiones Los Lagos II S.A.	Chile	Recuperación de Gastos, Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29.995.795					
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$						1.303.672
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	1.575		3.665			
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	1.260		3.770			
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	1.260		1.675			
Extranjero	Lawrence S. Coben	Estados Unidos	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	2.362		5.498			
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.890		5.655			
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.890		2.513			
Total							32.305.848	-	2.063.493	-	1.763.511	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/03/2010 M\$	31/03/2009 M\$
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cobro peajes, mant. y otros	-	14.011
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	-	102.765
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(2.324.617)	(3.204.916)
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	-	(55.868)
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	202.910	181.308
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	109.566	74.967
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantención sistema	12.474	14.603
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	23.612	174.119
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Mercantil	(3.526)	(8.431)

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En el año 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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

Los Saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, por concepto de remuneraciones, para el período 2010 y 2009 son los siguientes:

Director	31/03/2010	31/03/2009
Lawrence S. Coben	2.362	2.358
Pedro Pablo Errázuriz	1.890	-
Jorge Lesser García-Huidobro	1.890	-
Total	6.142	2.358

No hay otros saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y filiales y sus respectivos Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director 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 Sociedad, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de SAESA. Sólo los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Larry Coben recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de marzo de 2010 y 2009 son las siguientes:

Director	31/03/2010	31/03/2009
Lawrence S. Coben	5.480	-
Pedro Pablo Errázuriz	5.660	-
Jorge Lesser García-Huidobro	2.522	-
Total	13.662	-

c) Durante el año 2010, Saesa realizó pagos a empresas relacionadas por un monto de M\$ 46.290, correspondiente a asesorías prestadas por Consultora San Pedro y San Pablo Ltda. (M\$ 11.004), Sociedad Inversiones LEDE Ltda. (M\$ 11.549) y Tremesis Energy LLC (M\$ 23.737), empresas en que los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro y Lawrence S. Coben son socios, respectivamente. Al 31 de marzo de 2009 no hubo pagos relacionados con estos conceptos.

d) *Compensaciones del personal clave de la gerencia*

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, seis Gerentes de Área y 18 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$ 419.264 al 31 de marzo de 2010 y a M\$ 373.137 al 31 de marzo de 2009.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y se paga un anticipo de 25% durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

e) *Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia*

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

8 Inventarios

El detalle de este rubro 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	9.015.404	8.001.980	7.422.899
Materiales en tránsito	357.706	497.447	280.928
Existencias retail	619.055	789.449	118.345
Petróleo	177.554	381.936	203.255
Provisión por obsolescencia	(1.047.014)	(1.017.141)	(706.899)
TOTAL	9.122.705	8.653.671	7.318.528

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	1.810.115	1.660.891
Otros gastos por naturaleza (*)	510.093	691.699
Total	2.320.208	2.352.590

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

Los materiales utilizados en obras propias al 31 de marzo de 2010 ascienden a M\$911.174 (M\$1.066.330 en 2009) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2010 ascienden a M\$74.452 (M\$334.948 en 2009).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M\$29.873 para el período enero marzo de 2010, M\$48.837 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 al 1 de enero de 2009 es el siguiente:

	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	2.394.421	1.853.451	258.134
IVA Crédito fiscal por recuperar	644.671	705.686	1.484.304
Crédito por utilidades absorbidas	686.716	686.716	3.795.675
Crédito Sence	-	40.805	38.319
Otros	16.358	-	932.405
Total	3.742.166	3.286.658	6.508.837

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

	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Impuesto a la renta	463.059	208.428	333.192
Iva Débito fiscal	2.063.043	1.302.677	1.611.006
Otros	116.443	52.049	36.422
Total	2.642.545	1.563.154	1.980.620

10 Otros Activos Financieros no Corriente

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

Otros activos financieros no corriente	31/03/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito Ley Austral	-	998.000	-	976.000	-	1.372.000
TOTAL	-	998.000	-	976.000	-	1.372.000

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

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, neto	24.741.458	24.957.543	22.869.076
Servidumbres	22.182.979	22.182.979	22.182.979
Software	2.558.479	2.774.564	686.097

Activos intangibles bruto	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	25.394.308	25.394.308	23.135.204
Servidumbres	22.182.979	22.182.979	22.182.979
Software	3.211.329	3.211.329	952.225

Amortización activos intangibles	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Activos intangibles identificables	(652.850)	(436.765)	(266.128)
Servidumbres	-	-	-
Software	(652.850)	(436.765)	(266.128)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2010 y 2009 son los siguientes:

Movimiento año 2010		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		2.774.564	22.182.979	24.957.543
Movimientos	Gastos por amortización	(216.085)	-	(216.085)
	Total movimientos	(216.085)	-	(216.085)
	Saldo final al 31 de marzo de 2010	2.558.479	22.182.979	24.741.458

Movimiento año 2009		Software neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009		686.097	22.182.979	22.869.076
Movimientos	Adiciones	2.259.105	-	2.259.105
	Gastos por amortización	(170.638)	-	(170.638)
	Total movimientos	2.088.467	-	2.088.467
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		2.774.564	22.182.979	24.957.543

Los derechos de servidumbre se presentan al costo y a partir de la fecha de transición al costo histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general, no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los 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 Comprada

A continuación se presenta el detalle de a plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldo al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 1 de enero de 2009:

Rut	Compañía	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061	124.944.061

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de que dispone la Administración de la Sociedad y sus filiales 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	260.156.912	258.777.692	244.562.949
Construcción en Curso	40.782.655	37.273.647	16.942.182
Terrenos	13.430.686	13.430.686	13.440.754
Edificios	6.991.224	7.049.827	7.333.375
Planta y Equipo	193.259.476	194.903.500	199.858.457
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.138.323	1.257.708	1.371.407
Instalaciones Fijas y Accesorios	493.993	520.664	586.334
Vehículos de Motor	2.500.184	2.614.859	2.654.811
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.560.371	1.726.801	2.375.629

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	322.951.533	319.193.950	295.529.911
Construcción en Curso	40.782.655	37.273.647	16.942.182
Terrenos	13.430.686	13.430.686	13.440.754
Edificios	10.817.466	10.817.466	10.934.827
Planta y Equipo	241.616.825	241.349.019	238.422.030
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.136.599	5.141.401	4.856.756
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.060.149	1.086.606	1.075.010
Vehículos de Motor	3.360.248	3.360.249	3.189.764
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.746.905	6.734.876	6.668.588

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, 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	(62.794.621)	(60.416.258)	(50.966.962)
Edificios	(3.826.242)	(3.767.639)	(3.601.452)
Planta y Equipo	(48.357.349)	(46.445.519)	(38.563.573)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.998.276)	(3.883.693)	(3.485.349)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(566.156)	(565.942)	(488.676)
Vehículos de Motor	(860.064)	(745.390)	(534.953)
Otros	(5.186.534)	(5.008.075)	(4.292.959)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Movimiento año 2010	Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500
Movimientos								
Adiciones	3.509.008	-	-	77.114	-	-	15.565	251.994
Retiros	-	-	-	(5.580)	(8.878)	-	(233)	-
Gastos por depreciación	-	-	(58.603)	(190.919)	(17.793)	(114.675)	(181.762)	(1.896.018)
Total movimientos	3.509.008	-	(58.603)	(119.385)	(26.671)	(114.675)	(166.430)	(1.644.024)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	40.782.655	13.430.686	6.991.224	1.138.323	493.993	2.500.184	1.560.371	193.259.476

Movimiento año 2009	Construcción en curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	16.942.182	13.440.754	7.333.375	1.371.407	586.334	2.654.811	2.375.629	199.858.457
Movimientos								
Adiciones	20.331.465	-	2.936	377.413	20.449	644.411	110.064	3.035.418
Retiros	-	(10.068)	(49.955)	(21.860)	(4.941)	(304.974)	(19.977)	(86.555)
Gastos por depreciación	-	-	(236.529)	(469.252)	(81.178)	(379.389)	(738.915)	(7.903.820)
Total movimientos	20.331.465	(10.068)	(283.548)	(113.699)	(65.670)	(39.952)	(648.828)	(4.954.957)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	37.273.647	13.430.686	7.049.827	1.257.708	520.664	2.614.859	1.726.801	194.903.500

La Sociedad y filiales, han mantenido una política de realizar todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución, subtransmisión y generación eléctrica se revalorizaron el 31 de diciembre de 2008. Las tasaciones que se llevaron a cabo, fueron utilizadas como costo adquirido para la transición a IFRS.
- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses y deberán ser renovados durante el período julio a noviembre de 2010.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo 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.

14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

a. 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	544.926	402.755
Otro gasto por impuesto corriente	2.446	1.124
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	547.372	403.879
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	305.758	1.139.907
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	305.758	1.139.907
Gasto por impuesto a las ganancias	853.130	1.543.786

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de marzo de 2010 y al 31 de marzo de 2009 es la siguiente:

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31/03/2010 M\$	31/03/2009 M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	5.048.253	9.807.646
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	(858.203)	(1.667.300)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	18	43
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(18.482)	(36.422)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	1	6.544
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(144.718)	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	223.211	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(2.443)	(1.181)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(30.395)	38.700
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(22.119)	115.830
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	5.073	123.514
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(853.130)	(1.543.786)
Tasa impositiva efectiva	16,90%	15,74%

14.2 Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
	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	-	-	-	19.972.758	19.682.343	17.899.925
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	108	16.163	27.614	18.991	1.869	2.263
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	546.575	524.834	331.369	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	108.908	133.478	112.137	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	177.993	172.914	120.172	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	81.386	65.597	16.284	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	763.073	782.881	896.651	5.845	6.281	25.525
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	985.716	852.647	5.411.920	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	94.893	276.680	237.771	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	130.876	169.321	180.352	130.823	238.249	503.845
Total Impuestos Diferidos	2.889.528	2.994.515	7.334.270	20.128.417	19.928.742	18.431.558

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Consolidado en el período 2010 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	7.334.270	18.431.558
Incremento (decremento)	(4.313.934)	1.497.184
Otros incrementos (decrementos)	(25.821)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2.994.515	19.928.742
Incremento (decremento)	(104.987)	199.675
Saldo al 31 de marzo de 2010	2.889.528	20.128.417

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad y sus filiales considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades cubren lo necesario para recuperar esos activos.

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

15 Otros Pasivos Financieros

Los Otros Pasivos Financieros están compuestos sólo por los préstamos que devengan interés.

Préstamos que devengan interés

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y al 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	878.500	23.739.043	759.559	23.673.336	743.548	3.531.633
Bonos	7.744.835	81.564.206	6.871.662	81.335.116	7.168.124	83.476.390
Total	8.623.335	105.303.249	7.631.221	105.008.452	7.911.672	87.008.023

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2010, 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
					Indeterminado 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	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
					-	-	-	878.500	878.500	23.739.043	-	23.739.043

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	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	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
					-	-	-	759.559	759.559	23.673.336	-	23.673.336

Segmento País	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente		
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	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	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
					-	-	-	743.548	743.548	2.114.628	1.417.005	3.531.633

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios 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	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL		541.653	541.653	2.069.868	-	2.069.868
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	UF	1,84%	SEMESTRAL		154.808	154.808	20.973.535	-	20.973.535
LUZ OSORNO	BANCO SECURITY	97053000-2	UF	2,37%	SEMESTRAL		182.039	182.039	695.640	-	695.640
						Total	878.500	878.500	23.739.043	-	23.739.043

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
						Total	759.559	759.559	23.673.336	-	23.673.336

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de marzo de 2010, 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 al 31-03-2010	Vencimiento		Total no Corriente al 31-03-2010
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 5 años M\$	5 años a más 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
Total					-	-	-	7.744.835	7.744.835	30.611.915	50.952.291	81.564.206

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente al 31-12-2009	Vencimiento		Total no Corriente al 31-12-2009
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 5 años M\$	5 años a más 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
Total					-	-	-	6.871.662	6.871.662	30.517.834	50.817.282	81.335.116

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente			
					Vencimiento				Total Corriente al 01-01-2009	Vencimiento		Total no Corriente al 01-01-2009
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 5 años M\$	5 años a más 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
Total					-	-	-	7.168.124	7.168.124	29.466.390	54.010.000	83.476.390

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de 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	
SAESA	BONO SERIE E/ N°397	UF	3,50%	Sin Garantía		6.572.995	6.572.995	12.599.112		0	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
						7.744.835	7.744.835	30.611.915		50.952.291	81.564.206

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	
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
						6.871.662	6.871.662	30.517.834		50.817.282	81.335.116

f) Colocación de Bonos

Con fecha 19 de diciembre de 2007 la Sociedad colocó la emisión de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento. Los referidos bonos Serie G fueron colocados con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores con fecha 17 de septiembre de 2002, bajo el número 301. Los fondos 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 Sociedad realizó una segunda colocación de bonos Serie G por una suma total de 300.000 Unidades de Fomento para el refinanciamiento de la Serie E.

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

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

g) Otros Aspectos

Las deudas de la Sociedad y filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento del control de las empresas eléctricas por parte de la Matriz, así como el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos que permitan a la Sociedad y sus filiales en conjunto, tener la capacidad de distribuir a lo menos mil GWh al año). Los contratos 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:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE individual y consolidado no superior a 1,25 veces.
- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5 veces.

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

Los sectores en los que participa la Sociedad son distribución, transmisión, transformación 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 Sociedad, 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.

Saesa, Edelayen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre Valdivia (Región de Los Ríos) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial SGA es la sociedad encargada de la comercialización de la energía generada por Sagesa, además de la representación ante el CDEC de otras empresas generadoras.

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por STS.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Saesa 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 Edelayen. 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 financieros, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

16.1.1 Riesgo regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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 aumento 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 Edelayson, 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 Sociedad.

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 cambios 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 de la Sociedad y sus filiales.

Por otro lado, cerca del 62% 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 en la Sociedad y sus filiales.

La filial SGA tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos

consolidados de la Sociedad son inferiores al 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 100% de la deuda financiera está estructurada en UF o pesos chilenos, consistente con los flujos de la Sociedad y sus filiales.

De los ingresos de la Sociedad, más del 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).

16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 62% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto de la TAB a la fecha de presentación de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$ 108 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	38%	34%
Tasa Fija	62%	66%

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 y sus filiales. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

Saesa y sus filiales en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta Diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas 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 está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 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 y sus filiales, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

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 al 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 y peajes	30.243.361	34.990.434	24.729.600
Cuentas por pagar bienes y servicios	4.063.157	2.576.273	4.284.012
Dividendos por pagar a terceros	104.468	99.958	44.698
Cuentas por pagar instituciones fideicomisarias	120.348	110.290	97.099
Otras cuentas por pagar	993.724	852.809	696.171
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	35.525.058	38.629.764	29.851.580

18 Provisiones

18.1 Provisiones Corrientes

18.1.1 Otras Provisiones a Corto Plazo

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

Otras Provisiones a corto plazo	Provisiones		
	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	781.182	938.510	541.818
Total	781.182	938.510	541.818

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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	938.510
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(135.110)
Provisión utilizada	(22.218)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(157.328)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	781.182

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	541.818
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	452.890
Incremento (decremento) en provisiones existentes	120.191
Provisión utilizada	(20.046)
Reversos de provisión no utilizada	(156.343)
Otro incremento (decremento)	
Total movimientos en provisiones	396.692
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	938.510

18.1.2 Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones		
	31/03/2010	31/12/2009	01/01/2009
	M\$	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	640.635	785.166	720.208
Provisión por beneficios anuales	760.625	2.280.929	1.971.441
Total	1.401.260	3.066.095	2.691.649

El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	3.066.095
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(241.908)
Provisión utilizada	(1.422.927)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(1.664.835)
Saldo final al 31 de marzo de 2010	1.401.260

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Otras Provisiones
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	2.691.649
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	87.934
Incremento (decremento) en provisiones existentes	450.931
Provisión utilizada	(187.804)
Reversos de provisión no utilizada	-
Otro incremento (decremento)	23.385
Total movimientos en provisiones	374.446
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	3.066.095

18.2 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	2.555.340	2.604.750	2.213.883
Total	2.555.340	2.604.750	2.213.883

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	2.213.883
Provisión del período	444.388
Pagos en el período	(53.521)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	2.604.750
Provisión del período	85.095
Pagos en el período	(134.505)
Saldo al 31 de marzo de 2010	2.555.340

- 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

18.3 Juicios y Multas

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

18.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	Nº Rol	Origen	Etapas procesales	Instancia	Montos \$
SAESA	1º 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	1º	10.499
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	30.197	Demanda de indemnización de perjuicios por daños derivados de incendio. (Mancilla con SAESA)	Abandono de procedimiento revocado. Proceso pendiente en 1º instancia	1º	20.999
SAESA	1º 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.	1º	20.999
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4642-MULTA 74	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1º instancia en etapa de sentencia.	1º	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4643-MULTA 76	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1º instancia en etapa de sentencia.	1º	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4644-MULTA 73	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1º instancia en etapa de sentencia.	1º	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4645-MULTA 75	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1º instancia en etapa de sentencia.	1º	11.070
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	4646-MULTA 77	Reclamo ilegalidad laboral	Proceso pendiente en 1º instancia en etapa de sentencia.	1º	11.070
SAESA	1º Juzgado de Letras de Osorno	1779-2007	Reclamo sanitario. Accidente laboral	Proceso pendiente en 1º instancia en etapa de discusión.	1º	7.380
SAESA	1º Juzgado Civil de Osorno	1663-2008	Demanda de indemnización de perjuicios. (Ruiz con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	70.000
SAESA	1º Juzgado Civil de Osorno	286-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por tendido eléctrico. (Van Der Schraff con SAESA)	Procedimiento pendiente en 1º instancia.	1º	66.500
SAESA	1º Juzgado Civil de Puerto Montt	400-2009	Demanda de indemnización de perjuicios por reposición tardía de suministro. (Chovar con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	23.000
SAESA	5º Juzgado Civil de Santiago	C-33096-2008	Demanda de cobro de pesos por traslado de redes eléctricas. (Fisco con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	22.000
SAESA	1º Juzgado Civil de Puerto Montt	2005-2009	Demanda de nulidad de convenio de pago (Prociint con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	Indeterminado
SAESA	Juzgado Laboral de Osorno	796-2009	Demanda laboral subsidiaria (Peña y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	4.600
SAESA	Juzgado Laboral de Osorno	557-09	Demanda laboral subsidiaria (Inostroza y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	5.900
SAESA	Juzgado Laboral de Valdivia	09-4-0025580-3	Demanda laboral subsidiaria (Abarzúa y otros con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	7.000
SAESA	Juzgado Laboral de Castro	O-29-2010	Demanda Laboral subsidiaria (Sepúlveda y otros con ALUSA y SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	20.000
SAESA	Juzgado de letras de Castro	36.604	Demanda civil extracontractual por accidente de tránsito (Figueroa con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	22.850
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	36.301	Demanda civil extracontractual (Pastor Brahm con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	1º	14.000
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chile chico	3.588	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal	Proceso pendiente en 1º instancia. Estado de abandono de procedimiento	1º	20.999
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1º instancia en etapa de discusión.	1º	Indeterminado
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	003-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1º	2.214
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	005-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1º	2.214
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	004-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1º	11.070
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	R/T	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1º	3.690
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	R/T	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia.	1º	3.690
STS	Corte de apelaciones de Valdivia	509-2009	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Proceso pendiente en 2º instancia	2º	30.995
STS	Corte de apelaciones de Valdivia	087-2010	Reclamo de ilegalidad por multa SEC	Pendiente en primera instancia	1º	35.054

Al 31 de marzo de 2010, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los 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 Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

18.3.2 Multas

Las multas cursadas a la Sociedad y sus filiales, 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
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
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	0
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
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

El movimiento de este rubro del Estado de Situación Consolidado adjunto durante el período 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al		
	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Obras FNDR	2.796.308	3.229.598	3.627.345
Otras obras de terceros	1.282.837	1.345.286	642.879
Total otros pasivos no financieros corrientes	4.079.145	4.574.884	4.270.224

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2010 el capital social de SAESA ascendía a M\$224.724.490 y al 31 de diciembre de 2009 ascendía a M\$254.724.490. El capital está representado por 283.851.698 acciones serie A y 8.515.267.088.302 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

La Sociedad no ha pagado dividendos en el período enero- marzo 2010 (correspondientes a años anteriores), ni durante el año 2009, debido a que presenta pérdidas acumuladas, según sus balances en PCGA chilenos, los que hasta 2009 eran utilizados para determinar los dividendos a repartir.

20.1.3 Disminuciones de capital

Con fecha 22 de marzo de 2010 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó una disminución de capital de hasta\$ 30.000.000.000. De acuerdo con lo indicado en la nota de hechos posteriores, el Directorio de la Sociedad en sesión celebrada el 13 de abril de 2010 y en uso de las facultades conferidas por la Junta Extraordinaria de Accionistas, acordó dentro de otras materias, materializar el pago de \$0,003522 por acción a partir del 7 de mayo de 2010, lo que significa un pago de \$ 30.000.000.000.

20.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de marzo de 2010 y 2009 son los siguientes:

	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de marzo de 2010
		Trasposos a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos M\$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	
Revaluación inicial Activo fijo	33.756.460	(536.384)		33.220.076
Revaluación inicial Intangibles	3.163.381			3.163.381
Efecto revaluación asociadas	33.204.055			33.204.055
Diferencias de cambio por conversión	(1.039.618)		185.312	(854.306)
Otras reservas varias	64.830			64.830
Totales	69.149.108	(536.384)	185.312	68.798.036

	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de marzo de 2009
		Trasposos a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos M\$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M\$	
Revaluación inicial Activo fijo	35.257.416	(235.998)		35.021.418
Revaluación inicial Intangibles	3.163.381			3.163.381
Efecto revaluación asociadas	33.204.055			33.204.055
Diferencias de cambio por conversión	-		(227.148)	(227.148)
Otras reservas varias	64.830			64.830
Totales	71.689.682	(235.998)	(227.148)	71.226.536

20.1.5 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de marzo de 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/03/2010 M\$	31/03/2009 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(854.306)	(227.148)
Total	(854.306)	(227.148)

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

20.2 Gestión de Capital

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

20.3 Restricciones a la Disposición de Fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en el numeral 15 g).

20.4 Patrimonio Neto de Minoritarios

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de marzo de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 y resultados al 31 de marzo de 2010 y 31 de marzo de 2009 es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales			Patrimonio de filiales			Resultado de filiales		Interés minoritario (pasivo)			Interés minoritario (ganancia)	
	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\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6.82030	6.82030	8.18750	57.236.568	56.136.675	53.165.569	1.099.893	1.119.098	3.903.705	3.828.689	4.352.931	75.017	91.627
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,10000	0,10000	0,10000	73.007.645	71.494.765	66.817.359	1.512.880	1.720.251	73.008	71.495	66.817	1.513	1.720
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,10460	0,10460	0,10460	13.629.737	13.342.175	12.851.571	287.562	237.133	14.257	13.956	13.443	301	248
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,10000	0,10000	0,10000	5.350.235	4.918.437	2.376.952	246.301	1.656.433	5.350	4.918	2.377	246	1.656
TOTALES									3.996.320	3.919.058	4.435.568	77.077	95.251

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	50.474.241	59.554.183
Ventas de energía	50.474.241	59.554.183
Otras Prestaciones y Servicios	1.145.074	1.831.641
Apoyos	158.119	401.391
Arriendo de medidores	235.393	357.264
Cortes y reposición	368.551	283.816
Pagos fuera de plazo	299.765	642.676
Otros	83.246	146.494
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	51.619.315	61.385.824

Otros Ingresos, por naturaleza	31/03/2010 M\$	31/03/2009 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	769.160	946.105
Venta de materiales y equipos	884.294	321.464
Arrendamientos	97.339	77.622
Intereses Créditos y Préstamos	82.757	91.166
Ingresos Retail	591.960	213.723
Otros Ingresos	78.122	120.872
Total Otros ingresos, por naturaleza	2.503.631	1.770.953

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados 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	36.107.036	43.383.365
Combustibles para generación y materiales	1.810.114	1.660.891
Totales	37.917.150	45.044.256

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/03/2010 M\$	31/03/2009 M\$
Remuneraciones y bonos	2.267.484	2.161.043
Provisión costo de vacaciones	(109.013)	(50.292)
Otros costos de personal	151.980	130.635
Indemnización por años de servicios	308.041	255.889
Activación costo de personal	(221.045)	(198.345)
Total	2.397.447	2.298.930

24. Gasto por 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:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/03/2010 M\$	31/03/2009 M\$
Depreciaciones	2.459.770	2.429.701
Amortizaciones de Intangibles	216.085	42.277
Total	2.675.855	2.471.978

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 Mantenimiento Sistema Eléctrico	773.718	961.360
Sistema Generación	238.893	159.294
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	1.154.639	1.062.687
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	190.439	205.291
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.915	10.170
Provisiones y Castigos	136.205	218.105
Gastos de Administración	1.823.841	1.409.646
Otros gastos por naturaleza	655.490	782.429
Total Otros Gastos por Naturaleza	4.976.140	4.808.982

26. Resultado Financiero

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	163.062	55.340
Otros ingresos financieros	23.147	135.773
Total Ingresos Financieros	186.209	191.113

Gastos Financieros	31/03/2010 M\$	31/03/2009 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(120.132)	(63.193)
Gastos por bonos	(798.468)	(1.026.453)
Otros Gastos Financieros	(10.527)	(117.097)
Activación Gastos financieros	105.917	95.008
Total Gastos Financieros	(823.210)	(1.111.735)
Resultado por unidades de reajuste	(283.876)	1.975.968
Diferencias de cambio	(181.497)	219.669
Positivas	3.549	227.375
Negativas	(185.046)	(7.706)
Total Gasto Financiero	(1.288.583)	1.083.902
Total Resultado Financiero	(1.102.374)	1.275.015

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 a nivel de la Matriz (Eléctricas S.A.). El informe de gestión también incluye un detalle según empresa, que según la Sociedad y para efectos de consistencia 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	
	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	24.664.589	27.054.139	998.150	491.111	36.179	29.440	4.166.504	3.929.434	6.144.848	4.687.333	-	-	36.010.270	36.191.457
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	31.208.066	31.893.983	2.364.912	2.476.418	4.039.074	3.623.846	7.791.901	6.603.975	2.763.930	3.087.014	-	-	48.167.883	47.685.236
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	10.351.810	8.574.499	370.485	330.776	426.129	452.052	281.712	647.210	26.612	1.442	(10.651.707)	(8.782.806)	805.041	1.223.173
Inventarios	5.810.858	6.168.481	73.034	51.612	2.056.155	1.011.204	-	-	1.182.658	1.422.374	-	-	9.122.705	8.653.671
Activos por Impuestos Corrientes	723.755	727.521	174.344	-	2.319.544	1.963.691	100.958	207.627	423.565	387.819	-	-	3.742.166	3.286.658
Otros Activos no Financieros, Corrientes	3.903.422	3.915.645	20.539	10.504	107.993	107.692	128	-	135.533	130.737	(3.768.690)	(3.768.690)	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	4.001.464	3.360.421	8.985.074	7.187.925	12.341.203	11.388.246	10.677.146	9.716.719	(14.420.397)	(12.551.496)	98.246.990	97.436.083
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	76.662.500	78.334.268	4.001.464	3.360.421	8.985.074	7.187.925	12.341.203	11.388.246	10.677.146	9.716.719	(14.420.397)	(12.551.496)	98.246.990	97.436.083
ACTIVOS NO CORRIENTE														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	998.000	976.000	-	-	998.000	976.000
Otros Activos No Financieros, No Corriente	506	2.462	-	-	59.430	59.430	69.694	67.985	1.059	1.059	-	-	130.689	130.936
Derechos por Cobrar no Corrientes	2.262.167	2.430.573	20.718	20.731	17.770	20.438	-	-	16.269	17.888	-	-	2.316.924	2.489.630
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	145.227.865	141.972.994	-	-	-	-	-	-	-	-	(145.227.865)	(141.972.994)	-	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	5.786.206	6.001.974	24.351	24.351	18.915.721	18.915.816	-	-	15.180	15.402	-	-	24.741.458	24.957.543
Plusvalía	124.944.061	124.944.061	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124.944.061	124.944.061
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	120.566.011	119.940.338	13.670.829	13.734.083	73.265.008	72.270.659	-	-	52.655.064	52.832.612	-	-	260.156.912	258.777.692
Activos por Impuestos Diferidos	2.693.503	2.742.782	33.913	52.703	52.166	68.820	-	-	109.946	130.210	-	-	2.889.528	2.994.515
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	401.480.319	398.035.184	13.749.811	13.831.868	92.310.095	91.335.163	69.694	67.985	53.795.518	53.973.171	(145.227.865)	(141.972.994)	416.177.572	415.270.377
TOTAL ACTIVOS	478.142.819	476.369.452	17.751.275	17.192.289	101.295.169	98.523.088	12.410.897	11.456.231	64.472.664	63.689.890	(159.648.262)	(154.524.490)	514.424.562	512.706.460

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES		
	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	31/03/10	31/12/09	
PASIVOS CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, Corriente	8.441.296	7.454.803	182.039	176.418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.623.335	7.631.221
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	19.173.438	22.602.525	1.529.453	825.352	12.235.083	12.313.141	4.486.064	4.497.474	1.869.710	2.159.962	(3.768.690)	(3.768.690)	35.525.058	38.629.764	
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	31.789.136	1.355.022	92.089	333.804	8.845.562	7.345.418	2.207.949	1.728.802	22.819	83.253	(10.651.707)	(8.782.806)	32.305.848	2.063.493	
Otras provisiones a corto plazo	479.256	533.635	53.162	144.850	35.054	33.352	-	-	213.710	226.673	-	-	781.182	938.510	
Pasivos por Impuestos corrientes	1.710.099	1.024.574	337.236	157.838	12.648	130.917	238.946	76.596	343.616	173.229	-	-	2.642.545	1.563.154	
Otros pasivos no financieros corrientes	3.240.394	3.472.256	488.164	765.603	35.527	20.745	-	-	315.060	316.280	-	-	4.079.145	4.574.884	
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	1.072.891	2.413.389	33.619	63.377	112.759	226.618	-	-	181.991	362.711	-	-	1.401.260	3.066.095	
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	65.906.510	38.856.204	2.715.762	2.467.242	21.276.633	20.070.191	6.932.959	6.302.872	2.946.906	3.322.108	(14.420.397)	(12.551.496)	85.358.373	58.467.121	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	65.906.510	38.856.204	2.715.762	2.467.242	21.276.633	20.070.191	6.932.959	6.302.872	2.946.906	3.322.108	(14.420.397)	(12.551.496)	85.358.373	58.467.121	
PASIVOS NO CORRIENTES															
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	104.607.609	104.314.655	695.640	693.797	-	-	-	-	-	-	-	-	105.303.249	105.008.452	
Pasivo por Impuestos Diferidos	8.509.601	8.319.618	675.066	655.670	6.769.955	6.722.547	127.703	234.922	4.046.092	3.995.985	-	-	20.128.417	19.928.742	
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.723	10.636	233	231	74.850	73.990	-	-	18.792	18.573	-	-	104.598	103.430	
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.130.111	2.193.432	34.837	33.174	166.086	161.595	-	-	224.306	216.549	-	-	2.555.340	2.604.750	
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	115.258.044	114.838.341	1.405.776	1.382.872	7.010.891	6.958.132	127.703	234.922	4.289.190	4.231.107	-	-	128.091.604	127.645.374	
PATRIMONIO															
Capital Emitido	224.724.490	254.724.490	10.806.044	10.806.044	13.614.875	13.614.875	3.235.335	3.235.335	37.877.067	37.877.067	(65.533.321)	(65.533.321)	224.724.490	254.724.490	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.455.739	(1.198.691)	2.350.192	2.056.793	25.711.199	24.113.023	2.970.062	2.723.761	19.359.501	18.259.608	(50.390.954)	(47.153.185)	3.455.739	(1.198.691)	
Otras Reservas	68.798.036	69.149.108	473.501	479.338	33.681.571	33.766.867	(855.162)	(1.040.659)	-	-	(33.299.910)	(33.205.546)	68.798.036	69.149.108	
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	296.978.265	322.674.907	13.629.737	13.342.175	73.007.645	71.494.765	5.350.235	4.918.437	57.236.568	56.136.675	(149.224.185)	(145.892.052)	296.978.265	322.674.907	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.996.320	3.919.058	3.996.320	3.919.058	
TOTAL PATRIMONIO	296.978.265	322.674.907	13.629.737	13.342.175	73.007.645	71.494.765	5.350.235	4.918.437	57.236.568	56.136.675	(145.227.865)	(141.972.994)	300.974.585	326.593.965	
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	478.142.819	476.369.452	17.751.275	17.192.289	101.295.169	98.523.088	12.410.897	11.456.231	64.472.664	63.689.890	(159.648.262)	(154.524.490)	514.424.562	512.706.460	

	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES	
Estado Resultados Integrales	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
Total de ingresos	36.652.918	46.117.440	2.694.052	3.509.719	2.909.647	3.434.708	10.022.577	10.671.064	5.684.864	6.992.618	(3.841.112)	(7.568.772)	54.122.946	63.156.777
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)
Margen de contribución	9.377.208	9.622.818	635.749	671.374	2.896.735	3.129.537	518.390	1.835.061	2.777.714	2.853.731	-	-	16.205.796	18.112.521
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)
Resultado de explotación	2.271.930	3.015.202	344.884	272.122	1.796.383	2.064.771	503.487	1.799.363	1.239.670	1.381.173	-	-	6.156.354	8.532.631
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)	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

28. Hechos Posteriores

En sesión de Directorio de la Sociedad, celebrada el 13 de abril de 2010 y en uso de las facultades conferidas por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 22 de marzo de 2010, en relación a la disminución del capital de la Sociedad, el Directorio acordó dentro de otras materias, lo siguiente:

- (a) Materializar el pago de \$0,003522 por acción, el que se realizará en dinero efectivo, totalizando un monto de \$30.000.000.000 (treinta mil millones de pesos).
- (b) Efectuar el pago a partir del 7 de mayo de 2010 en efectivo, cheque o mediante depósito en cuenta corriente si así fuera solicitado por el accionista.

Tendrán derecho a este pago los accionistas que figuren inscritos en el registro de accionistas de la Sociedad al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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 medioambientales efectuados al 31 de marzo de 2010 y 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	-
TOTAL		3.832	7.603

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

30. 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 2010 son las siguientes según beneficiario relevante:

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 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 Los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción FNDR	Boleta de garantía	Pesos	89.597	-	89.597	-
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 Maullín	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	-	-
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					4.971.247	2.977.116	1.992.269	1.862

31. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2010 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$ 8.837.234.

32. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/03/2010										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	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	1.081.633
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

31/12/2009										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	NATURALEZA DE LA RELACIÓN	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	13.185.826	6.810.855
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	9.716.719	53.973.171	3.322.108	4.231.107	24.785.281	4.177.704
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.360.421	13.831.868	2.467.242	1.382.872	12.020.324	1.253.298
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	11.388.246	67.985	6.302.872	234.922	39.941.079	3.582.144

33. Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2010	Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	2,37%	289.560	286.940	576.500	1.658.197	527.056		2.185.253		563.665	563.665	1.653.802	525.657		2.179.459
Chile	UF	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
Total			484.888	483.339	968.227	18.436.350	5.825.529	-	24.261.879	-	954.375	954.375	18.387.498	5.810.090	-	24.197.588

- 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\$		Más de cinco años M\$	31/03/2010 M\$		Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	31/12/2009 M\$	
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO SECURITY	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 Electricidad S.A.	BANCO ESTADO	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
Total						484.888	483.339	968.227	18.436.350	5.825.529	-	24.261.879	-	954.375	954.375	18.387.498	5.810.090	-	24.197.588

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2010	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2009
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	3,50%	3.477.649	3.423.011	6.900.660	13.145.577			13.145.577	-	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%	-	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
Total			4.783.631	4.910.420	9.694.051	27.601.567	41.587.968	42.327.452	111.516.987	-	9.668.343	9.668.343	27.528.430	41.477.772	42.215.296	111.221.498

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	-	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%	-	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
Total								4.783.631	4.910.420	9.694.051	27.601.567	41.587.968	42.327.452	111.516.987	-	9.668.343	9.668.343	27.528.430	41.477.772	42.215.296	111.221.498

34. Moneda Extranjera

DETALLE DE ACTIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/03/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes Al efectivo	Dólares	Pesos chileno	16.182	24.743	37.964
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			16.182	24.743	37.964