Estados Financieros Intermedios correspondientes al período terminado al 31 de marzo de 2011

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Miles de pesos

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera Intermedios
Al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010.
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-11	31-12-10
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	5.386.793	6.112.662
Otros Activos Financieros, Corriente	5	-	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	21.275.325	22.285.682
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	2.999.911	1.542.790
Inventarios	8	3.077.231	2.619.873
Activos por Impuestos Corrientes	9	700.414	578.922
Otros Activos no Financieros, Corrientes		142.365	98.551
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		**33.582.039**	**33.238.480**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**33.582.039**	**33.238.480**
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos No Financieros, No Corriente		-	-
Derechos por Cobrar No Corrientes	6	1.751.369	1.820.780
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	31	101.331	99.495
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	10	4.740.377	4.742.092
Plusvalía	11	23.990.169	23.990.169
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12	120.327.197	119.658.939
Activos por Impuestos Diferidos	13	1.004.123	1.112.588
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**151.914.566**	**151.424.063**
TOTAL ACTIVOS		**185.496.605**	**184.662.543**

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera Intermedios
Al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010.
(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-03-11	31-12-10
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	14	4.820.577	4.932.463
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16	10.554.441	10.623.061
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	5.092.824	2.100.044
Otras Provisiones	17	207.919	217.697
Pasivos por Impuestos Corrientes	9	1.047.005	792.526
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	18	7.161.607	6.770.433
Provisiones corrientes por Beneficios a los empleados	17	608.822	1.483.914
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**29.493.195**	**26.920.138**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**29.493.195**	**26.920.138**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	14	28.044.598	28.496.656
Pasivo por Impuestos Diferidos	13	8.745.901	8.683.602
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		12.358	12.116
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	17	1.873.299	1.812.320
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**38.676.156**	**39.004.694**
PATRIMONIO NETO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	19	65.154.068	65.154.068
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	19	50.280.200	51.699.037
Otras Reservas	19	1.892.986	1.884.606
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		**117.327.254**	**118.737.711**
Participaciones No Controladoras			-
TOTAL PATRIMONIO		**117.327.254**	**118.737.711**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**185.496.605**	**184.662.543**

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Resultados Integrales Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010.
(En miles de pesos)

Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01-01-2011 al 31-03-2011 M$	01-01-2010 al 31-03-2010 M$
Ingresos de Actividades Ordinarias	20	21.762.775	18.818.644
Otros ingresos, por Naturaleza	20	1.229.023	976.352
Materias Primas y Consumibles Utilizados	21	(15.971.305)	(13.544.773)
Gastos por Beneficios a los Empleados	22	(1.525.371)	(1.562.246)
Gasto por Depreciación y Amortización	23	(1.006.250)	(1.404.556)
Otros Gastos por Naturaleza	24	(2.407.753)	(3.066.111)
Otras Ganancias (Pérdidas)		14.985	24.638
Ingresos Financieros	25	76.520	91.747
Costos Financieros	25	(143.444)	(182.466)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	31	2.586	2.060
Diferencias de Cambio	25	4.564	12.262
Resultados por Unidades de Reajuste	25	(172.296)	(77.883)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		**1.864.034**	**87.668**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	13	(331.694)	31.523
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuadas		**1.532.340**	**119.191**
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuadas			
Ganancia (pérdida)		**1.532.340**	**119.191**

Ganancia (pérdida), atribuible a

Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		1.532.340	119.191
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras			
Ganancia (pérdida)		**1.532.340**	**119.191**

Ganancia por acción básica

Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuadas	$/acción	0,00020722467	0,00001611784
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuadas	$/acción		
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	$/acción		

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Resultados Integrales Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010.
(En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01-01-2011 al 31-03-2011 M$	01-01-2010 al 31-03-2010 M$
Ganancia (Pérdida)		**1.532.340**	**119.191**
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	19	**179**	**185**
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		**179**	**185**
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	19	**10.251**	**-**
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		**10.251**	**-**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**10.430**	**185**
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	19	**(2.050)**	**-**
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		**(2.050)**	**-**
Otro Resultado Integral		**8.380**	**185**
Resultado Integral Total		**1.540.720**	**119.376**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		1.540.720	119.376
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Resultado Integral Total		**1.540.720**	**119.376**

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
Por los períodos terminados al 31 de marzo 2011 y al 31 de marzo de 2010.
(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2011	**65.154.068**	**-**	**-**	**-**	**(1.587)**	**33.773**	**-**	**1.852.420**	**1.884.606**	**51.699.037**	**118.737.711**	**-**	**118.737.711**
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	65.154.068	-	-	-	(1.587)	33.773	-	1.852.420	1.884.606	51.699.037	118.737.711	-	118.737.711
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.532.340	1.532.340	-	1.532.340
Otro resultado integral	-	-	-	-	179	8.201	-	-	8.380	-	8.380	-	8.380
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.540.720	-	1.540.720
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.949.956)	(2.949.956)	-	(2.949.956)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.221)	- 1.221,00	-	- 1.221,00
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	179	8.201	-	-	8.380	(1.418.837)	(1.410.457)	-	(1.410.457)
Saldo Final al 31/03/2011	**65.154.068**	**-**	**-**	**-**	**(1.408)**	41.974	**-**	**1.852.420**	**1.892.986**	**50.280.200**	**117.327.254**	**-**	**117.327.254**

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2010	**65.154.068**			**-**	**(1.041)**			**1.852.420**	**1.851.379**	**54.463.362**	**121.468.809**		**121.468.809**
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	65.154.068	-	-	-	(1.041)	-	-	1.852.420	1.851.379	54.463.362	121.468.809	-	121.468.809
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.191	119.191	-	119.191
Otro resultado integral	-	-	-	-	185	-	-	-	185	-	185	-	185
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.376	-	119.376
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.956.164)	(4.956.164)	-	(4.956.164)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(163.321)	(163.321)	-	(163.321)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	185	-	-	-	185	(5.000.294)	(5.000.109)	-	(5.000.109)
Saldo Final al 31/03/2010	**65.154.068**	**-**	**-**	**-**	**(856)**	**-**	**-**	**1.852.420**	**1.851.564**	**49.463.068**	**116.468.700**	**-**	**116.468.700**

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Flujo de Efectivo Directo Intermedios
Por los períodos terminados al 31 de marzo 2011 y al 31 de marzo de 2010.
(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2011 al 31/03/2011	01/01/2010 al 31/03/2010
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		**29.338.160**	**26.393.701**
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		29.331.636	24.566.639
Otros cobros por actividades de operación		6.524	1.827.062
Clases de pagos		**(25.632.340)**	**(25.205.634)**
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(23.463.695)	(23.198.930)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.648.224)	(1.835.802)
Otros pagos por actividades de operación		(520.421)	(170.902)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		**(278.347)**	**(176.452)**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**3.427.473**	**1.011.615**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(1.433.000)	9.000
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	5.700
Compras de propiedades, planta y equipo		(1.875.256)	(1.744.648)
Intereses recibidos		64.605	91.311
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(3.243.651)**	**(1.638.637)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de préstamos		(614.595)	(597.086)
Intereses pagados		(299.661)	(294.295)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(914.256)**	**(891.381)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(730.434)	(1.518.403)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		**4.565**	**10.319**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		4.565	10.319
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(725.869)**	**(1.508.084)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		6.112.662	13.372.799
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	**5.386.793**	**11.864.715**

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio 10
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas 11
2.1. Principios contables 11
2.2. Nuevos pronunciamientos contables 11
2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas 12
2.4. Período cubierto 13
2.5. Bases de preparación 13
2.6. Combinación de negocios 13
2.7. Moneda funcional 13
2.8. Bases de conversión 13
2.9. Compensación de saldos y transacciones 14
2.10. Propiedades, planta y equipo 14
2.11. Activos intangibles 15
2.11.1. Plusvalía comprada 15
2.11.2. Servidumbres 15
2.11.3. Programas informáticos 15
2.11.4. Gastos de investigación y desarrollo 15
2.12. Deterioro de los activos 15
2.13. Arrendamientos 16
2.14. Instrumentos financieros 17
2.14.1. Activos financieros no derivados 17
2.14.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes 17
2.14.3. Pasivos financieros no derivados 17
2.14.4. Derivados y operaciones de cobertura 18
2.14.5. Instrumentos de patrimonio 19
2.15. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación 19
2.16. Inventarios 19
2.17. Otros pasivos no financieros 19
2.17.1. Ingresos diferidos 19
2.17.2. Subvenciones estatales 20
2.17.3. Obras en construcción para terceros 20
2.18. Provisiones 20
2.19. Beneficios del personal 20
2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 20
2.21. Impuesto a las ganancias 21
2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos 21
2.23. Ganancias por acción 21
2.24. Dividendos 22
2.25. Estado de flujos de efectivo 22
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico 23
3.1. Generación eléctrica 23
3.2. Transmisión y subtransmisión 24
3.3. Distribución 24
3.4. Marco regulatorio 26
3.4.1. Aspectos generales 26
3.4.2. Ley Corta I 26
3.4.3. Ley Corta II 27
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores 28
4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo 29
5. Otros Activos Financieros Corriente 29
6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes 30
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas 32
7.1. Accionistas 32
7.2. Saldo y transacciones con empresas relacionadas 32
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia 33
8. Inventarios 35
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes 35

10. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía....36
11. Plusvalía Comprada....37
12. Propiedades, Planta y Equipos....37
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos....39
13.1. Impuesto a la renta....39
13.2. Impuesto diferido....40
14. Otros Pasivos Financieros....40
15. Política de Gestión de Riesgos....43
15.1. Riesgo de negocio....43
15.1.1. Riesgo Regulatorio....43
15.2. Riesgo financiero....45
15.2.1. Tipo de cambio....45
15.2.2. Variación UF....45
15.2.3. Tasa de interés....45
15.2.4. Riesgo de liquidez....46
15.2.5. Riesgo de Crédito....46
15.2.6. Instrumentos financieros por categoría....47
15.2.7. Instrumentos derivados....48
15.2.8. Valor Justo de instrumentos financieros....48
16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar....50
17. Provisiones....50
17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados....50
17.2. Otras provisiones....51
17.3. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados....52
17.4 Juicios y multas....53
17.4.1 Juicios....53
17.4.2 Multas....53
18. Otros Pasivos no Financieros, Corrientes....54
19. Patrimonio....54
19.1. Patrimonio neto de la Sociedad....54
19.1.1. Capital suscrito y pagado....54
19.1.2 Dividendos....54
19.1.3 Reservas por diferencias de conversión....55
19.1.4 Otras reservas....55
19.1.5 Ganancias (pérdidas) Acumuladas....56
19.2 Gestión de capital....56
19.3 Restricciones a la disposición de fondos....56
20. Ingresos....57
21. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados....57
22. Gastos por Beneficios a los Empleados....58
23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro....58
24. Otros Gastos por Naturaleza....58
25. Resultado Financiero....59
26. Información por Segmento....59
27. Hechos Posteriores....60
28. Medio Ambiente....60
29. Garantías Comprometidas con Terceros....60
30. Cauciones Obtenidas de Terceros....60
31. Sociedades Asociadas....61
32. Información Adicional Sobre Deuda Financiera....61
33. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera....63
34. Fusión por Incorporación de Frontel en Los Lagos III....64

1. Información General y Descripción del Negocio

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., en adelante la "Sociedad" o "Frontel", fue constituida por escritura pública de fecha 24 de enero de 2002, como sociedad anónima cerrada, con el objeto principal de distribuir, comprar, producir, transportar y vender energía eléctrica. El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

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 877 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros intermedios, se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Los Estados Financieros intermedios de la Sociedad, 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 fueron aprobados por el Directorio en sesión celebrada con fecha 30 de mayo de 2011.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

Normas, Enmiendas e Interpretaciones	Aplicación obligatoria para:
NIIF 24 revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en Mayo 2010)	Mayoritariamente aplicable a 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: Límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad en estos estados financieros.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros 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:
NIIF 9: Instrumentos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIIF 7: Instrumentos financieros: Revelaciones - Transferencias de activos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011

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

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros 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 NIIF.

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada a base de 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 revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda 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 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 del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del período.

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

- **Ingresos y costos de explotación**: La Sociedad considera 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. La Sociedad también considera 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 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 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 intermedios comprenden los estados de situación financiera de Frontel al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos terminados al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010.

2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con la Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standars Board (IASB).

2.6. Combinación de negocios

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad, relacionadas con combinación de negocios, se ha utilizado el siguiente principio:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, de haberla, 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.

2.7. Moneda funcional

La moneda funcional de la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas 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 moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluyen en utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8. 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 en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la 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 o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.03.2011	**31.12.2010**
Dólar estadounidense	479,46	468,01
Unidad de Fomento	21.578,26	21.455,55

2.9. Compensación de saldos y transacciones

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

2.10. Propiedades, planta y equipo

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

Adicionalmente, al costo de adquisición o construcción de cada elemento se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad. El monto activado por este concepto ascendió a M$35.449 por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y de M$24.744 por el período terminado al 31 de marzo de 2010.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M$137.976 por el período terminado al 31 de marzo de 2011 y de M$128.393 por el período terminado al 31 de marzo de 2010.

- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá 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 revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

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

La Sociedad, 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
Equipo de tecnologia 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, la Sociedad tiene 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.

2.11. Activos intangibles

2.11.1. 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.

2.11.2. 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.

2.11.3. 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.

2.11.4. Gastos de investigación y desarrollo

Durante los períodos presentados, la Sociedad no ha registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el período en que ocurren.

2.12. Deterioro de los activos

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

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

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

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

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

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía comprada y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad 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 de la Sociedad 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 tiene 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 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 la Sociedad no ha detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.13. 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 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. 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.

2.14. 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.

2.14.1. Activos financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, 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. 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 por cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

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

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

2.14.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación 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.

2.14.3. 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.

2.14.4. 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.

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. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad clasifica el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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 en forma habitual realiza 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.

2.14.5. 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 sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.15. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación

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

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelaysen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de marzo de 2011 el valor de la participación en estas tres empresas es de M$101.331 y al 31 de diciembre de 2010 de M$ 99.495.

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

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

2.16. Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o al 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 cumplirá con todas las condiciones establecidas. Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libros, al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el estado de resultados durante la vida útil del activo depreciable con un menor cargo por depreciación.

2.17.3. Obras en construcción para terceros

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

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

2.19. Beneficios del personal

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

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

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

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

La provisión asociada a este beneficio al cierre del período se presenta en el ítem “Provisiones no corrientes por Beneficio a los Empleados”.

2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.21. Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente 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 del menor valor que haya sido contabilizado en la combinación de negocios.

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter indefinido y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en asociadas, 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 considera 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 en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

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

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

2.25. Estado de flujos de efectivo

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

- ***Flujos de efectivo:*** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- ***Actividades de operación:*** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- ***Actividades de inversión:*** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- ***Actividades de financiamiento:*** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200MW, los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC"), el cual tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio.
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema.
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente entre ellas Edelaysen (empresa relacionada) cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atiende principalmente el consumo de las Región XI. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de estos cuatros sistemas.

3.1. Generación eléctrica

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

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

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

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

c) ***Mercado de las empresas distribuidoras****:* Pertenecen a este segmento todos los traspasos de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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

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

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

Sistema	**Cobro de Peaje**
Transmisión Troncal	Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa) ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Área No Común ▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.
Subtransmisión	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común ("AIC") es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización.

3.3. Distribución

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

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

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

a) *Clientes Regulados*

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

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.

- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.

- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

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

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

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

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

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

- ***Subtransmisión:*** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por Consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.

- ***Transmisión Adicional:*** Son consideradas instalaciones adiciones las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.

b) ***Límite de potencia instalada para clientes libres:*** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio.

c) ***Peajes de distribución:*** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.

d) ***Panel de Expertos:*** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias.

e) ***Precio Nudo:*** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.

f) ***Servicios complementarios:*** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para organizar la operación confiable y económica del sistema eléctrico.

g) ***Sistemas Medianos:*** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

3.4.3. Ley Corta II

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

a) ***Obligación de suministro:*** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

b) ***Licitaciones para el suministro:*** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.

c) ***Traspaso de precios a clientes finales:*** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.

d) ***Estabilidad en precios:*** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.

e) ***Ajuste a precios de mercado:*** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.

f) ***Regulación de demanda de clientes regulados:*** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la CNE, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

a) ***Comisión Nacional de Energía ("CNE"):*** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.

b) ***Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"):*** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.

c) ***Ministerio de Energía:*** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.

d) ***Centros de Despacho Económico de Carga ("CDEC"):*** Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Efectivo en Caja	547.512	1.066.671
Saldo en Bancos	388.060	565.275
Otros instrumentos de renta fija	4.451.221	4.480.716
Totales	**5.386.793**	**6.112.662**

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 de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

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 saldo anterior es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	$ Chilenos	5.284.955	6.013.394
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	101.838	99.268
Totales		**5.386.793**	**6.112.662**

5. Otros Activos Financieros Corriente

Al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010, la Sociedad no presenta saldos en este rubro.

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31-03-2011		31-12-2010	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, bruto	18.339.783	1.450.637	17.892.415	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, bruto	6.002.578	300.732	7.443.503	294.490
Totales	**24.342.361**	**1.751.369**	**25.335.918**	**1.820.780**

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31-03-2011		31-12-2010	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, neto	16.170.322	1.450.637	15.764.211	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, neto	5.105.003	300.732	6.521.471	294.490
Totales	**21.275.325**	**1.751.369**	**22.285.682**	**1.820.780**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de marzo de 2011 es de M$23.026.694, al 31 de diciembre de 2010 es de M$ 24.106.462.

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

b) La Sociedad de acuerdo con lo que establece la ley, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A marzo de 2011 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 302 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	281	47%
Comercial	12	14%
Industrial	2	23%
Otros	7	16%
Total	***302***	***100%***

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

c) Al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 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	31-03-11 Corriente M$	31-12-10 Corriente M$
Con vencimiento menor a tres meses	4.881.325	4.693.317
Con vencimiento entre tres y seis meses	659.437	572.703
Con vencimiento entre seis y doce meses	330.289	336.165
Con vencimiento mayor a doce meses	55.070	28.850
Total	**5.926.121**	**5.631.035**

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.

d) 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 31 diciembre de 2010	**3.050.236**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	16.800
Montos castigados	-
Saldo al 31 marzo de 2011	**3.067.036**

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M$
Saldo al 01 de enero 2010	**1.442.742**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	1.608.612
Montos castigados	(1.118)
Saldo al 31 diciembre de 2010	**3.050.236**

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de marzo de 2011, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Lagos III S.A.	145.433.448	7.320.756.496.649	7.320.901.930.097	99,0036%
Villiger Klein, Lidia Blanca	897.205	26.915.252.795	26.916.150.000	0,3640%
Inversiones Los Rios Ltda.	648.056	19.441.031.944	19.441.680.000	0,2629%
Municipalidad de Bulnes	260.332	7.809.699.668	7.809.960.000	0,1056%
Municipalidad de Nueva Imperial	116.696	3.500.763.304	3.500.880.000	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	97.205	2.916.052.795	2.916.150.000	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.062	2.791.766.938	2.791.860.000	0,0378%
Instituto de Normalizacion Previsional	69.978	2.099.270.022	2.099.340.000	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.208	1.086.203.792	1.086.240.000	0,0147%
Banco del Estado de Chile	34.702	1.041.025.298	1.041.060.000	0,0141%
Otros minoritarios	98.799.204	5.978.830.699	6.077.629.903	0,0822%
Total	**246.486.096**	**7.394.336.393.904**	**7.394.582.880.000**	

7.2. Saldo y transacciones con empresas relacionadas

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 son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

							31-03-2011		31-12-2010	
RUT	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	2.940.914	-	1.496.000	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	3.250	-	1.319	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	711	-	309	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	108	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	219	-	1.624	-
76.073.164-1	Inversiones Los Lagos III S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	54.709	-	43.538	-
						Totales	**2.999.911**	**-**	**1.542.790**	**-**

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	31-03-2011 Corriente M$	31-03-2011 No Corriente M$	31-12-2010 Corriente M$	31-12-2010 No Corriente M$
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	3.295	-	10.293	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	-	-	11.100	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	18.298	-	13.136	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	4.479	-	4.454	-
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Mercantil, Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	1.066.682	-	978.195	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	64.444	-	76.996	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	4.916	-	3.517	-
76.073.164-1	Inversiones Los Lagos III S.A.	Chile	Dividiendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	3.920.246	-	999.685	-
76.024.762-6	MSIP Condor Holding SpA.	Chile	Dividiendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	53	-	13	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos S.A.	Chile	Dividiendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	10.411	-	2.655	-
						Totales	**5.092.824**	**-**	**2.100.044**	**-**

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energia	(49.313)	(28.197)
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Matriz Común	Cuenta Mercantil	29.729	13.462
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantención Sistema	(11.615)	(12.474)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Peajes	-	(41.126)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Compra/Venta energía	(16.993)	(23.612)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Peajes	4.918	(68.440)
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(193.638)	(202.910)
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Cuenta Mercantil	-	-
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energia	11.337	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del sur S.A.	Matriz Común	Cuenta Mercantil	-	(1.243)

7.3. 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. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

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

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, para el período 2011 y 2010, son los siguientes:

Director	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Lawrence S. Coben	-	2.362
Pedro Pablo Errázuriz	-	1.890
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	-	1.890
Totales	**-**	**6.142**

No hay otros saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad 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 de la Sociedad, para el período abril 2011 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2012.

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman, 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 la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010 son las siguientes:

Director	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Lawrence S. Coben	-	5.480
Pedro Pablo Errázuriz	54	5.660
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	323	2.522
Iván Díaz Molina	323	-
Totales	**700**	**13.662**

c) *Compensaciones del personal clave de la gerencia*

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. La remuneración de este ejecutivo con cargo a resultados asciende a M$12.102 al 31 de marzo de 2011 y M$7.873 al 31 de marzo de 2010.

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. 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.

8. Inventarios

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de inventario	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Materiales de operación y mantenimiento	2.828.841	2.391.112
Materiales en tránsito	139.349	109.147
Existencias retail	305.733	304.715
Provisión por obsolescencia	(196.692)	(185.101)
Totales	**3.077.231**	**2.619.873**

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

El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Materias primas y consumibles utilizados	590.273	341.518
Otros gastos por naturaleza (*)	147.158	64.745
Total	**737.431**	**406.263**

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta de inventarios al 31 de marzo de 2011 ascienden a M$597.423 (M$638.279 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de marzo de 2011 ascienden a M$47.124 (M$101.590 en 2010).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó a M$11.591 para el período 2011, M$7.817 para el período 2010.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Impuesto renta por recuperar	700.414	578.922
Totales	**700.414**	**578.922**

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Iva Débito fiscal	1.035.840	782.199
Otros	11.165	10.327
Totales	**1.047.005**	**792.526**

10. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Activos intangibles neto	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Activos intangibles identificables, neto	**4.740.377**	**4.742.092**
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	2.142	3.857

Activos intangibles bruto	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Activos intangibles identificables, bruto	**4.750.527**	**4.750.527**
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	12.292	12.292

Amortización activos intangibles	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Activos intangibles identificables, bruto	**(10.150)**	**(8.435)**
Servidumbres	-	-
Software	(10.150)	(8.435)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 son los siguientes:

Movimiento año 2009		Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		3.857	4.738.235	**4.742.092**
Movimiento	Adiciones	-	-	**-**
	Retiros	-	-	**-**
	Gastos por amortización	(1.715)	-	**(1.715)**
	Total movimientos	(1.715)	-	**(1.715)**
Saldo final al 31 de marzo de 2011		**2.142**	**4.738.235**	**4.740.377**

Movimiento año 2010		Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 31 de diciembre de 2009		7.347	4.738.235	**4.745.582**
Movimiento	Adiciones	-	-	**-**
	Retiros	-	-	**-**
	Gastos por amortización	(3.490)	-	**(3.490)**
	Total movimientos	(3.490)	-	**(3.490)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		**3.857**	**4.738.235**	**4.742.092**

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

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.

11. Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Rut	Compañía	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.169	23.990.169
	Totales	**23.990.169**	**23.990.169**

La plusvalía comprada, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de que dispone la Administración de la Sociedad, 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.

12. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**120.327.197**	**119.658.939**
Construcción en Curso	13.531.788	11.936.929
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	1.439.851	1.447.992
Planta y Equipo	101.465.683	102.273.601
Equipamiento de Tecnologías de la Información	325.128	344.308
Instalaciones Fijas y Accesorios	93.444	99.483
Vehículos de Motor	790.275	828.432
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.150.366	1.197.532

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**144.962.059**	**143.290.394**
Construcción en Curso	13.531.788	11.936.929
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	2.145.111	2.145.111
Planta y Equipo	123.932.265	123.855.246
Equipamiento de Tecnologías de la Información	453.700	453.700
Instalaciones Fijas y Accesorios	247.717	247.717
Vehículos de Motor	1.186.442	1.186.442
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.934.374	1.934.587

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(24.634.862)**	**(23.631.455)**
Edificios	(705.260)	(697.119)
Planta y Equipo	(22.466.582)	(21.581.645)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(128.572)	(109.392)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(154.273)	(148.234)
Vehículos de Motor	(396.167)	(358.010)
Otros	(784.008)	(737.055)

El movimiento del rubro propiedades, plantas y equipos durante los períodos 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimiento año 2011		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehículos de Motor,Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		**11.936.929**	**1.530.662**	**1.447.992**	**344.308**	**99.483**	**828.432**	**1.197.532**	**102.273.601**
Movimiento	Adiciones	1.594.859	-	-	-	-	-	1.450	77.018
	Retiros	-	-	-	-	-	-	(534)	-
	Gastos por depreciación	-	-	(8.141)	(19.180)	(6.039)	(38.157)	(48.082)	(884.936)
	Total movimientos	1.594.859	-	(8.141)	(19.180)	(6.039)	(38.157)	(47.166)	(807.918)
Saldo final al 31 de marzo de 2011		**13.531.788**	**1.530.662**	**1.439.851**	**325.128**	**93.444**	**790.275**	**1.150.366**	**101.465.683**

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 Inicial al 1 de enero de 2010		**9.254.445**	**1.530.662**	**1.345.176**	**74.915**	**114.638**	**1.034.047**	**704.643**	**102.206.674**
Movimiento	Adiciones	6.876.706	-	133.698	331.850	9.892	-	787.137	4.745.770
	Retiros	(4.194.222)	-	-	(802)	(72)	(39.619)	(2.666)	(1.002.538)
	Gastos por depreciación	-	-	(30.882)	(61.655)	(24.975)	(165.996)	(291.582)	(3.676.305)
	Total movimientos	2.682.484	-	102.816	269.393	(15.155)	(205.615)	492.889	66.927
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		**11.936.929**	**1.530.662**	**1.447.992**	**344.308**	**99.483**	**828.432**	**1.197.532**	**102.273.601**

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

a) La depreciación de los Bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".

b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (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.

c) Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M$35.449 al período terminado al 31 de marzo de 2011 y de M$24.744 por el período terminado al 31 de marzo de 2010 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M$137.976 al periodo terminado al 31 de marzo de 2011 y de M$128.393 al período terminado al 31 de marzo de 2010.

d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1. Impuesto a la renta

a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los períodos 2011 y 2010, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Gasto por impuestos corrientes	163.991	(266.530)
Otro gasto por impuesto corriente	211	175
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	**164.202**	**(266.355)**
Otro gasto por impuesto diferido	168.713	234.832
Otro gasto por impuesto diferido	(1.221)	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	**167.492**	**234.832**
Gasto por impuesto a las ganancias	**331.694**	**(31.523)**

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos, y al período marzo 2011 y marzo 2010 es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	**1.864.034**	**87.668**
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	**(372.807)**	**(14.904)**
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	4.591	400
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(4.465)	(5.189)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	-
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	-	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(154)	(98)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	62.793	51.489
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(21.652)	(175)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	-	-
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	**41.113**	**46.427**
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	**(331.694)**	**31.523**
Tasa Impositiva Efectiva	**17,79%**	**-35,96%**

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

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a la tasa vigente para el año comercial 2010 y a partir de 2013 de 17% han llevado a que la Sociedad reconozca un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M$21.441 en el período enero-marzo 2011.

13.2. Impuesto diferido

a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	8.743.748	8.681.167
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	43.286	53.185	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	561.273	557.913	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	53.496	81.576	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	36.284	33.966	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	61.854	59.393	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	121.687	125.143	2.017	2.292
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	38.075	125.745	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	67.384	41.124	136	143
Impuestos diferidos relativos a Derivados	20.784	34.543	-	-
Total Impuestos Diferidos	**1.004.123**	**1.112.588**	**8.745.901**	**8.683.602**

b) El movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el período 2011 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M$	Pasivo M$
Saldo al 01 de enero de 2011	**1.112.588**	**8.683.602**
Incremento (decremento)	(108.465)	62.299
Otros incrementos (decrementos)	-	-
Saldo al 31 de marzo de 2011	**1.004.123**	**8.745.901**

Movimientos impuestos diferidos	Activo M$	Pasivo M$
Saldo al 01 de enero de 2010	**758.974**	**8.160.770**
Incremento (decremento)	353.614	522.832
Saldo al 31 de diciembre de 2010	**1.112.588**	**8.683.602**

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 considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar esos activos.

14. 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 de corto y largo plazo al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-03-2011		31-12-2010	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Préstamos bancarios	3.424.619	10.781.990	3.335.722	10.719.200
Derivado (*)	103.922	-	166.610	-
Bonos	1.292.036	17.262.608	1.430.131	17.777.456
Totales	**4.820.577**	**28.044.598**	**4.932.463**	**28.496.656**

(*) Ver nota 15.2.7

b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Segmento Pais	Moneda	Tipo 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 31-03-2011 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-03-2011 M$
Chile	UF	anual	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	36.303	36.303	10.781.990	-	10.781.990
Chile	USD	anual	1,91%	Sin Garantía	-	-	-	3.388.316	3.388.316	-	-	-
				Totales	**-**	**-**	**-**	**3.424.619**	**3.424.619**	**10.781.990**	**-**	**10.781.990**

Segmento Pais	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 31-12-2010 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-12-2010 M$
Chile	UF	anual	0,90%	Sin Garantía	-	-	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
Chile	USD	anual	1,95%	Sin Garantía	-	-	-	3.323.737	3.323.737	-	-	-
				Totales	**-**	**-**	**-**	**3.335.722**	**3.335.722**	**10.719.200**	**-**	**10.719.200**

c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de marzo de 2011					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	36.303	36.303	10.781.990	-	10.781.990
FRONTEL	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,91%	ANUAL	-	3.388.316	3.388.316	-	-	-
						-	**3.424.619**	**3.424.619**	**10.781.990**	**-**	**10.781.990**

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortizació n	31 de diciembre 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
FRONTEL	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	3.323.737	3.323.737	-	-	
Totales						**-**	**3.335.722**	**3.335.722**	**10.719.200**	**-**	**10.719.200**

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Segmento Pais	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M$	Hasta 1 mes M$	1a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	al 31-03-2011 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-03-2011 M$
Chile	UF	semestral	3,0%	Sin Garantía	-	-	-	1.292.036	1.292.036	-	17.262.608	17.262.608
				Totales	**-**	**-**	**-**	**1.292.036**	**1.292.036**	**-**	**17.262.608**	**17.262.608**

Segmento Pais	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M$	Hasta 1 mes M$	1a 3 meses M$	3 a 12 meses M$	al 31-12-2010 M$	1 a 5 años M$	5 años a más M$	al 31-12-2010 M$
Chile	UF	semestral	3,0%	Sin Garantía	-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
				Totales	**-**	**-**	**-**	**1.430.131**	**1.430.131**	**6.130.157**	**11.647.299**	**17.777.456**

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de marzo 2011					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	Sin Garantía	-	1.292.036	1.292.036	6.165.217	11.097.391	17.262.608
Totales					-	**1.292.036**	**1.292.036**	**6.165.217**	**11.097.391**	**17.262.608**

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
FRONTEL	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	Sin Garantía	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
Totales					-	**1.430.131**	**1.430.131**	**6.130.157**	**11.647.299**	**17.777.456**

f) Colocación de bonos

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

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

g) Otros aspectos

Las deudas de la Sociedad incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que están directamente relacionadas con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del grupo.

Ratios financieros

En la Sociedad:

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

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

Al 31 de marzo de 2011, la Sociedad ha dado cumplimiento a estas restricciones.

15. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesta Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. son los siguientes:

15.1. 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. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

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

15.1.1. Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las Sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

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

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

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de distribución

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

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

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final

c) 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 están vigentes a partir de 2010 y tendrán una duración de 10 años.

d) Abastecimiento de energía

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

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

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

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2011 – 2013).

15.2. Riesgo financiero

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 89% 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.

Por otro lado, cerca del 56% de la deuda financiera está a tasa fija, un 33% a tasa variable y un 11% a tasa variable pero protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en el párrafo siguiente.

Con fecha 3 de septiembre de 2010, la Sociedad suscribió una deuda en USD a tasa variable Libo por MUSD 7.056 (M$3.388.316 al 31.03.11). Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final de 0,95 + UF).

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 es menor.

15.2.1. Tipo de cambio

La Sociedad que opera en moneda funcional peso realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Al 31 de marzo la Sociedad tiene un crédito en USD de MUSD 7.056 (M$3.388.316 al 31.03.11), la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7).

15.2.2. Variación UF

El 89% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad.

De los ingresos de la Sociedad un 89% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

15.2.3. Tasa de interés

En la actualidad el 67% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (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$ 27 durante el periodo enero – marzo. Para este análisis no se considero el crédito en USD que tiene la Sociedad, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31/03/2011	31/03/2010
Tasa Interés Variable	33%	35%
Tasa Interés Protegida	11%	0%
Tasa Interés Fija	56%	65%

15.2.4. Riesgo de liquidez

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

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

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

15.2.5. Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene 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 establece plazos que van de 12 ó 24 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera

cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	40%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizaran en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

15.2.6. Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

al 31 de marzo de 2011	*Mantenidos hasta el vencimiento* M$	*Préstamos y cuentas por cobrar* M$	*Activos a valor razonable con cambio en resultados* M$	*Derivados de cobertura* M$	*Total* M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	*23.026.694*	-	-	*23.026.694*
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	2.999.911	-	-	2.999.911
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	5.386.793	-	-	-	5.386.793
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

al 31 de diciembre de 2010	*Mantenidos hasta el vencimiento* M$	*Préstamos y cuentas por cobrar* M$	*Activos a valor razonable con cambio en resultados* M$	*Derivados de cobertura* M$	*Total* M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	24.106.462	-	-	24.106.462
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.542.790	-	-	1.542.790
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	6.112.662	-	-	-	6.112.662
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

b) Pasivos Financieros

Al 31 de marzo de 2011	Mantenidos hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados de cobertura M$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M$	Total M$
Préstamos que devengan interés	-	32.761.253	-	-	32.761.253
Derivado	-	-	103.922	-	103.922
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.554.441	-	-	10.554.441
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	5.092.824	-	-	5.092.824

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados de cobertura M$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M$	Total M$
Préstamos que devengan interés	-	33.262.509	-	-	33.262.509
Derivado	-	-	166.610	-	166.610
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.623.061	-	-	10.623.061
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	2.100.044	-	-	2.100.044

15.2.7. Instrumentos derivados

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

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

Al 31 de marzo de 2011, la Sociedad clasifica sus coberturas como “Cobertura de Flujos de Caja”.

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.03.2011 M$	31.03.2010 M$	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
Cross Currency Swaps	103.922	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Total	103.922	-			

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de marzo de 2011, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad de las coberturas.

15.2.8. Valor Justo de instrumentos financieros

a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros - al 31.03.2011	*Valor Libro M$*	*Valor Justo M$*
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	547.512	547.512
Saldo en Bancos	388.060	388.060
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	21.275.325	21.275.325

Pasivos Financieros - al 31.03.2011	*Valor Libro M$*	*Valor Justo M$*
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	14.206.609	14.001.004
Bonos	18.554.644	17.810.116
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.554.441	10.554.441

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

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

a) El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).

b) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.

c) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez. La valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.

d) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

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

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

16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Proveedores por compra de energía	6.857.712	7.447.686
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.123.578	2.755.556
Dividendos por pagar a terceros	39.991	18.287
Cuentas por pagar instituciones fiscales	93.105	88.730
Otras cuentas por pagar	440.055	312.802
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**10.554.441**	**10.623.061**

17. Provisiones

17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	281.344	421.744
Provisión por beneficios anuales	327.478	1.062.170
Totales	**608.822**	**1.483.914**

b) El movimiento de las provisiones al 31 de marzo de 2011 y a 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	**1.483.914**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	2.917
Incremento (decremento) en provisiones existentes	131.942
Provisión utilizada	(1.009.951)
Reversos de provisión no utilizada	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(875.092)**
Saldo final al 31 de marzo de 2011	**608.822**

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	**1.351.638**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.162.979
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(55.666)
Provisión utilizada	(975.037)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**132.276**
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	**1.483.914**

17.2. Otras provisiones

a) El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente	
	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	207.919	217.697
Totales	**207.919**	**217.697**

b) El movimiento de las provisiones al 31 de marzo de 2011 y a 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	**217.697**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(9.778)
Provisión utilizada	-
Reversos de provisión no utilizada	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(9.778)**
Saldo final al 31 de marzo de 2011	**207.919**

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2009	**548.947**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	97.104
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	9.157
Provisión utilizada	(119.746)
Reversos de provisión no utilizada.	(317.765)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	**(331.250)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	**217.697**

17.3. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de marzo de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Indemnizaciones por años de servicio	1.873.299	1.812.320
Totales	**1.873.299**	**1.812.320**

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2011 y 2010 es el siguiente:

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M$
Saldo al 01 de enero de 2011	**1.812.320**
Provisión del período	60.979
Pagos en el período	-
Saldo al 31 de marzo de 2011	**1.873.299**

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M$
Saldo al 01 de enero de 2010	**1.457.185**
Provisión del período	401.965
Pagos en el período	(46.830)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	**1.812.320**

c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H/RV 2009 M

17.4 Juicios y multas

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

17.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M$
1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnizacion de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	21.576
8° Juzgado de letras de Santiago	10.500-2006	Demanda de indemnización de perjuicios Inversiones Tierra Nueva	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	Indeterminado
2° Juzgado de letras de Temuco	1521-05	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Cariqueo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	10.000
3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
2° Juzgado Civil de Temuco	4459-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Moreno con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	300.000
3° Juzgado civil de Temuco	4395-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Contreras con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	5.000
3° Juzgado civil de Temuco	1997-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Marín con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.000
1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnizacion de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	477.000
Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Sentencia de primer grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en 2° instancia	21.576
6° J. Civil Santiago	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1.134
2° Juzgado de Letras de Osorno	19187	Demanda de indemnización de perjuicios (Garrido Poo con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	61.000
3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnizacion de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	21.576
1° Juzgado Civil de Temuco	19-2010	Demanda de indemnizacion de perjuicios por incendio. (Von Baer con FRONTEL)	Proceso pendiente en primera instancia.	21.576
Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
Juzgado Civil de Mulchén	30827	Demanda de indemnización de perjuicios (Guzmán con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	24.000
4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336

Al 31 de marzo de 2011, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

17.4.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M$
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.07	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de reposición	6.803
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.09	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.071
FRONTEL	Res. Ex. 3487 de fecha 01.12.10	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Recurso de reposición pendiente	15.420
FRONTEL	Res. Ex. 199 de fecha 20.12.10	SEC	Falta de roce y mantenimiento.	En trámite.	9.449

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros son a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

18. Otros Pasivos no Financieros, Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Obras FNDR	5.973.334	5.955.065
Otras obras de terceros	1.188.273	815.368
Total otros pasivos no financieros corrientes	**7.161.607**	**6.770.433**

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

19. Patrimonio

19.1. Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, el capital social de Frontel asciende a M$ 65.154.068. El capital está representado por 246.486.096 acciones serie A y 7.394.336.393.904 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).

19.1.2 Dividendos

Con fecha 30 de marzo de 2011 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo definitivo de $ 0,00046 por acción, el que se pagará en dinero en efectivo e imputará a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010. Adicionalmente, la Junta acordó el pago de un dividendo adicional de $0,00002 por acción, el que se pagará en dinero en efectivo con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

Lo anterior significará un pago total de M$ 3.500.000 por este concepto. Los dividendos señalados, se pagarán a partir del día 02 de mayo de 2011, a los accionistas que figuran inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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

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

19.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de marzo de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-03-2011 M$	31-12-2010 M$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(1.408)	(1.587)

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

19.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de marzo de 2011, y 31 de marzo de 2010 es la siguiente:

Saldos al 31 de marzo de 2011

		Cambio en otras reservas		
	Saldo al 1 de enero de 2011 M$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M$	Reservas de coberturas de flujo de caja	Saldo al 31 de marzo de 2011
Diferencias de cambio por conversión	(1.587)	179	-	(1.408)
Reservas de coberturas de flujo de caja	33.773	-	8.201	41.974
Otras reservas varias	1.852.420	-	-	1.852.420
Totales	**1.884.606**	**179**	**8.201**	**1.892.986**

Saldos al 31 de marzo de 2010

		Cambio en otras reservas		
	Saldo al 1 de enero de 2010 M$	Traspasos enero a marzo de 2010 M$	Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos M$	Saldo al 31 de marzo de 2010
Diferencias de cambio por conversión	(1.041)	-	185	(856)
Otras reservas varias	1.852.420	-	-	1.852.420
Totales	**1.851.379**	**-**	**185**	**1.851.564**

Otras reservas varias por M$1.852.420, está compuesta por M$1.780.733 que corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y M$71.687 corresponden a diferencias generadas por fusión de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., para reflejar los cambios en la situación financiera, con sus respectivos activos, entre el 31 de diciembre de 2001 (fecha considerada para los efectos de la preparación de los informes periciales de la Fusión) y el 30 de junio de 2002 (fecha en que se materializó la fusión).

19.1.5 Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de marzo de 2011 y 31 de marzo de 2010 es la siguiente:

Saldos al 31 de marzo de 2011

M$	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/11	**3.960.996**	**47.738.041**	**51.699.037**
Realización revaluación	398.426	(398.426)	-
Transferencia y otros cambios	(1.221)	-	(1.221)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	1.532.340	-	1.532.340
Dividendos (incluye provisión del período)	(2.949.956)	-	(2.949.956)
Saldo final al 31/03/11	**2.940.585**	**47.339.615**	**50.280.200**

Saldos al 31 de marzo de 2010

M$	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia (pérdida acumulada)
Saldo Inicial al 1/01/10	**5.025.406**	**49.437.956**	**54.463.362**
Realización revaluación	330.212	(330.212)	-
Transferencia y otros cambios	(163.321)	-	(163.321)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	119.191	-	119.191
Dividendos (incluye provisión del período)	(4.956.164)	-	(4.956.164)
Saldo final al 31/03/10	**355.324**	**49.107.744**	**49.463.068**

19.2 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.

19.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 14 g).

20. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al período marzo 2011 y marzo 2010, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Venta de Energía	**21.211.603**	**18.305.034**
Ventas de energía	21.211.603	18.305.034
Otras Prestaciones y Servicios	**551.172**	**513.610**
Apoyos	77.428	64.393
Arriendo de medidores	80.416	78.689
Cortes y reposición	173.983	124.204
Pagos fuera de plazo	163.035	179.224
Otros	56.310	67.100
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	**21.762.775**	**18.818.644**

Otros Ingresos, por naturaleza	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	312.857	333.860
Venta de materiales y equipos	421.406	266.624
Arrendamientos	71.849	70.107
Intereses Créditos y Préstamos	43.968	35.106
Ingresos Retail	269.299	251.684
Otros Ingresos	109.644	18.971
Total Otros ingresos, por naturaleza	**1.229.023**	**976.352**

21. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro al período marzo 2011 y marzo 2010, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Compras de energía y peajes	15.389.621	13.188.789
Compras de materiales	581.684	355.984
Total Materias primas y consumibles utilizados	**15.971.305**	**13.544.773**

22. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro al período marzo 2011 y marzo 2010, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Remuneraciones y bonos	1.636.526	1.573.355
Provisión costo de vacaciones	(137.205)	(47.886)
Otros costos de personal	103.047	104.127
Indemnización por años de servicios	60.979	61.043
Activación costo de personal	(137.976)	(128.393)
Totales	**1.525.371**	**1.562.246**

23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al período marzo 2011 y marzo 2010, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Depreciaciones	1.004.535	982.674
Amortizaciones de Intangibles	1.715	873
Pérdidas por deterioro	-	421.009
Totales	**1.006.250**	**1.404.556**

24. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo 2011 y marzo 2010, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Operación y Mantención Sistema Eléctrico	843.829	1.143.251
Mantención Medidores, Ciclo Comercial	825.073	783.694
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	70.844	59.832
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	-	251
Provisiones y Castigos	21.472	512.436
Gastos de Administración	330.721	307.864
Otros Gastos por Naturaleza	315.814	258.783
Total Otros Gastos por naturaleza	**2.407.753**	**3.066.111**

25. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al período 31 de marzo 2011 y marzo 2010, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	46.791	78.284
Otros ingresos financieros	29.729	13.463
Total Ingresos Financieros	**76.520**	**91.747**

Costos Financieros	31-03-2011 M$	31-03-2010 M$
Gastos por préstamos bancarios	(32.166)	(58.619)
Gastos por bonos	(137.932)	(142.866)
Otros Gastos Financieros	(8.795)	(5.725)
Activación Gastos financieros	35.449	24.744
Total Costos Financieros	**(143.444)**	**(182.466)**
Resultado por unidades de reajuste	**(172.296)**	**(77.883)**
Diferencias de cambio	**4.564**	**12.262**
Positivas	4.564	-
Negativas	-	12.262
Total Costo Financiero	**(311.176)**	**(248.087)**
Total Resultado Financiero	**(234.656)**	**(156.340)**

26. 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 (Inversiones Eléctricas del Sur S.A.).

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

27. Hechos Posteriores

En sesión celebrada el 6 de abril de 2011, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

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

28. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de marzo de 2011 y al 31 de marzo de 2010, es el siguiente:

Empresa	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/03/2011 M$	31/03/2010 M$
Frontel	Proyectos de inversión (DIA)	Inversión	21.880	-
Totales			**21.880**	**-**

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

29. 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 2011 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$)	2011 (M$)	2012 (M$)	2013 (M$)	2014 (M$)
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	132.996	132.996	-	-	-
Director Regional Vialidad R. deL Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	15.281	5.659	9.622	-	-
Gobierno Regional de la Araucania	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.363.157	3.355.230	362.556	645.372	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.095.874	1.905.709	190.164	-	-
Gobierno Regional IX Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.665.286	2.665.286	-	-	-
				Total	**9.272.594**	**8.064.880**	**562.342**	**645.372**	**-**

30. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de marzo de 2011, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M$ 346.328.

31. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.03.2011 %	Saldo al 01.01.2011 M$	Resultado del ejercicio M$	Dividendos M$	Reserva patrimonio M$	Subtotal 31.03.2011 M$	Utilidad no realizada 31.03.2011 M$	Total 31.03.2011 M$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	77.154	1.691	(1.931)	-	76.914	-	76.914
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	14.178	343	(402)	-	14.119	-	14.119
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	8.163	552	1.405	178	10.298	-	10.298
Totales			**99.495**	**2.586**	**(928)**	**178**	**101.331**	**-**	**101.331**

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2010 %	Saldo al 01.01.2010 M$	Resultado del ejercicio M$	Dividendos M$	Reserva patrimonio M$	Subtotal 31.12.2010 M$	Utilidad no realizada 31.12.2010 M$	Total 31.12.2010 M$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	71.495	9.397	(2.819)	(919)	77.154	-	77.154
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	13.956	1.029	(807)		14.178	-	14.178
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	4.918	5.415	(1.624)	(546)	8.163	-	8.163
Totales			**90.369**	**15.841**	**(5.250)**	**(1.465)**	**99.495**	**-**	**99.495**

32. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2011
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	
Chile	UF	0,90%	49.091	49.371	98.462	10.961.627	-	-	10.961.627
Chile	DÓLAR	1,91%	33.107	3.416.341	3.449.448	-	-	-	-
		Totales	82.198	3.465.712	3.547.910	10.961.627	-	-	10.961.627

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	
Chile	UF	0,90%	-	97.902	97.902	10.899.291	-	-	10.899.291
Chile	DÓLAR	1,95%	32.317	3.335.342	3.367.659	-	-	-	-
		Totales	32.317	3.433.244	3.465.561	10.899.291	-	-	10.899.291

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M$	Tres a doce Meses M$	31-03-2011 M$	Uno a tres años M$	Tres a cinco años M$	Mas de cinco años M$	31-03-2011 M$
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	49.091	49.371	98.462	10.961.627	-	-	10.961.627
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,91%	1,91%	33.107	3.416.341	3.449.448	-	-	-	-
					Totales	82.198	3.465.712	3.547.910	10.961.627	-	-	10.961.627

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente		Corriente	No corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
						Uno a tres meses M$	Tres a doce Meses M$	31-12-2010 M$	Uno a tres años M$	Tres a cinco años M$	Mas de cinco años M$	31-12-2010 M$
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	49.091	49.371	97.902	10.899.291	-	-	10.899.291
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO BCI	DÓLAR	1,95%	1,95%	33.107	3.416.341	3.367.659	-	-	-	-
					Totales	82.198	3.465.712	3.465.561	10.899.291	-	-	10.899.291

b) Bonos

Resumen de bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/03/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2011	vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$		Uno a Tres Años M$	Tres a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$		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	3,0%	-	891.894	891.894	5.158.650	7.863.398	8.862.515	21.884.563	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
			-	891.894	891.894	5.158.650	7.863.398	8.862.515	21.884.563	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111

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	31-03-2011						
								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
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	3,0%	3,0%	-	891.894	891.894	5.158.650	7.863.398	8.862.515	21.884.563
							Totales	-	891.894	891.894	5.158.650	7.863.398	8.862.515	21.884.563

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2010						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Mas de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
96.986.780-k	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile			UF	3,0%	3,0%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
							Totales	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111

33. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-11 M$	31-12-10 M$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	101.838	99.268
Total Activos Corrientes en Operación			**101.838**	**99.268**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**101.838**	**99.268**

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-11 M$	31-12-10 M$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	3.388.316	3.323.737
Total Pasivos Corrientes en Operación			**3.388.316**	**3.323.737**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			**3.388.316**	**3.323.737**

34. Fusión por Incorporación de Frontel en Los Lagos III

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de marzo de 2011 (la "Junta"), se ratificaron los acuerdos adoptados por la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 26 de marzo de 2010 (la "Junta Anterior"), con las correspondientes modificaciones que los accionistas estimaron necesarias para adecuar la fusión propuesta a las circunstancias actuales.

De esta manera, los accionistas ratificaron y aprobaron la fusión por incorporación de la Sociedad en Inversiones Los Lagos III S.A. (la "Fusión") sujeta al cumplimiento de la siguiente condición: la inscripción de Inversiones Los Lagos III S.A. ("Los Lagos III") en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y/o en aquel otro Registro que determine la Superintendencia de Valores y Seguros.

Como consecuencia de la Fusión, Los Lagos III como entidad sobreviviente, adquirirá todos los activos y pasivos de la Sociedad conforme al balance auditado y demás estados financieros al 31 de diciembre de 2010, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Con motivo de la fusión se incorporará a Los Lagos III el total del patrimonio y accionistas de la Sociedad, la que quedará disuelta sin necesidad de liquidación. La Fusión, de ser aprobada, tendrá efecto y vigencia contable y financiera a partir del 1 de enero de 2011.

En la Junta se aprobó, sobre la base de los valores patrimoniales de Frontel y Los Lagos III indicados en los informes periciales preparados para efectos de la Fusión, la relación de canje en virtud de la cual los accionistas de Frontel, al materializarse la fusión, recibirán 1,008599538 acciones en Los Lagos III por cada acción de Frontel de que sean titular Como consecuencia de lo anterior, los accionistas minoritarios de Frontel mantendrán la misma participación porcentual que tenían en Frontel en Los Lagos III fusionada beneficiándose de un aumento patrimonial, al ser Los Lagos III una empresa de mayor patrimonio.

Los accionistas disidentes de dicho acuerdo, conforme a lo dispuesto en la Ley 18.046 y su Reglamento, tendrán plazo para ejercer su derecho a retiro a partir de la fecha de celebración de la Junta y hasta el 29 de abril de 2011 inclusive.