

Estados Financieros Individuales
correspondientes al año terminado
al 31 de diciembre de 2010

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

Miles de pesos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de
Sociedad Generadora Austral S.A.

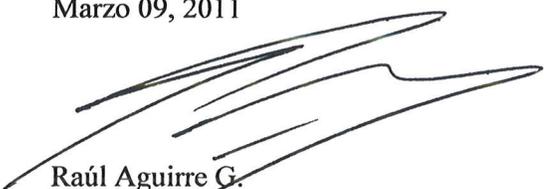
Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Sociedad Generadora Austral S.A. al 31 de diciembre de 2010 y 2009, del estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2009 y de los correspondientes estados integral de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos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

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

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



Marzo 09, 2011



Raúl Aguirre G.
RUT: 7.572.405-5

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estados de Situación Financiera Individuales

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-10	31-12-09	01-01-09
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	2.349.897	3.929.434	33.633
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	6.824.523	6.603.975	7.423.318
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	8.097.460	647.210	82.053
Activos por Impuestos Corrientes	8	96.065	151.951	1.481.284
Otros Activos no Financieros, Corrientes		-	-	4.016
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.		17.367.945	11.332.570	9.024.304
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		17.367.945	11.332.570	9.024.304
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos No Financieros, No Corriente		62.350	67.985	84.790
Activos por Impuestos Diferidos	9	1.244	-	753.437
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		63.594	67.985	838.227
TOTAL ACTIVOS		17.431.539	11.400.555	9.862.531

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estados de Situación Financiera Individuales

Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-10	31-12-09	01-01-09
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	11	2.796.522	4.497.474	2.893.848
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	5.237.758	1.728.802	4.098.283
Pasivos por Impuestos Corrientes	8	1.071.925	20.920	-
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		9.106.205	6.247.196	6.992.131
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		9.106.205	6.247.196	6.992.131
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivo por Impuestos Diferidos	9	161.978	234.922	493.448
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		161.978	234.922	493.448
PATRIMONIO				
Capital Emitido	13	3.235.335	3.235.335	3.235.335
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	13	6.513.402	2.723.761	(858.383)
Otras Reservas	13	(1.585.381)	(1.040.659)	-
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		8.163.356	4.918.437	2.376.952
TOTAL PATRIMONIO		8.163.356	4.918.437	2.376.952
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		17.431.539	11.400.555	9.862.531

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estados de Resultados Individuales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado de Resultados Ganancia (Pérdida)	Nota	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	14	45.719.668	39.941.079
Otros ingresos, por Naturaleza	14	26.064	27.793
Materias Primas y Consumibles Utilizados	15	(43.214.754)	(36.738.216)
Otros Gastos por Naturaleza	16	(47.093)	(81.774)
Otras Ganancias (Pérdidas)	22	3.299.564	-
Ingresos Financieros	17	186.487	12.395
Costos Financieros	17	(418)	(49.226)
Diferencias de Cambio	17	539.640	1.017.043
Resultados por Unidades de Reajuste	17	5.944	(23.411)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		6.515.102	4.105.683
Gasto por Impuestos a las Ganancias	9	(1.101.330)	(523.539)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		5.413.772	3.582.144
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		5.413.772	3.582.144
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	37,9275	25,0956
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción		

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01-01-2010 al 31-12-2010 M\$	01-01-2009 al 31-12-2009 M\$
Ganancia (Pérdida)		5.413.772	3.582.144
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(1.585.381)	(1.040.659)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(1.585.381)	(1.040.659)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		-	-
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		-	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(1.585.381)	(1.040.659)
Otro Resultado Integral		(1.585.381)	(1.040.659)
Resultado Integral Total		3.828.391	2.541.485
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		3.828.391	2.541.485
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras			
Resultado Integral Total		3.828.391	2.541.485

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas
Saldo Inicial al 01/01/2010	3.235.335	-	-	-	(1.040.659)	-	-	-	(1.040.659)	2.723.761	4.918.437	-	4.918.437
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	3.235.335	-	-	-	(1.040.659)	-	-	-	(1.040.659)	2.723.761	4.918.437	-	4.918.437
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										5.413.772	5.413.772		5.413.772
Otro resultado integral					(544.722)				(544.722)		(544.722)		(544.722)
Resultado integral											4.869.050		4.869.050
Dividendos										(1.624.131)	(1.624.131)		(1.624.131)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													0
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(544.722)	0	-	-	(544.722)	3.789.641	3.244.919	-	3.244.919
Saldo Final al 31/12/2010	3.235.335	-	-	-	(1.585.381)	0	-	-	(1.585.381)	6.513.402	8.163.356	-	8.163.356

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas
Saldo Inicial al 01/01/2009	3.235.335	-	-	-	-	-	-	-	0	(858.383)	2.376.952	-	2.376.952
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	3.235.335	-	-	-	-	-	-	-	-	(858.383)	2.376.952	-	2.376.952
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										3.582.144	3.582.144		3.582.144
Otro resultado integral					(1.040.659)				(1.040.659)		(1.040.659)		(1.040.659)
Resultado integral											2.541.485		2.541.485
Dividendos													-
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios													-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios													-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto													-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(1.040.659)	-	-	-	(1.040.659)	3.582.144	2.541.485	-	2.541.485
Saldo Final al 31/12/2009	3.235.335	-	-	-	(1.040.659)	-	-	-	(1.040.659)	2.723.761	4.918.437	-	4.918.437

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estados de Flujos de Efectivos Directos Individuales

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

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2010 al 31/12/2010	01/01/2009 al 31/12/2009
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		42.652.163	46.979.335
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		42.652.163	46.979.335
Clases de pagos		(36.269.554)	(42.427.704)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(35.863.825)	(42.381.662)
Otros pagos por actividades de operación		(405.729)	(46.042)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(86.346)	603.344
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		6.296.263	5.154.975
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(8.062.000)	-
Intereses recibidos		186.487	12.172
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(7.875.513)	12.172
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		160.000	1.650.000
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(160.000)	(2.850.000)
Intereses pagados		(243)	(63.475)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(243)	(1.263.475)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(1.579.493)	3.903.672
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(44)	(7.871)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(44)	(7.871)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(1.579.537)	3.895.801
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		3.929.434	33.633
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	2.349.897	3.929.434

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2	Resumen de las 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	Periodo cubierto.....	13
2.5	Bases de preparación	13
2.6	Moneda funcional y de reporte.....	13
2.7	Bases de conversión.....	14
2.8	Compensación de saldos y transacciones	14
2.9	Gastos de investigación y desarrollo.....	14
2.10	Deterioro de los activos	14
2.11	Instrumentos financieros.....	15
2.11.1	Activos Financieros no derivados	15
2.11.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	15
2.11.3	Pasivos financieros no derivados	15
2.11.4	Derivados y operaciones de cobertura	16
2.11.5	Instrumentos de patrimonio	16
2.12	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	16
2.13	Impuesto a las ganancias	17
2.14	Reconocimiento de ingresos y gastos	17
2.15	Ganancias por acción	17
2.16	Dividendos	17
2.17	Estado de flujos de efectivo	18
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	19
3.1.	Generación eléctrica.....	19
3.2.	Transmisión y subtransmisión	20
3.3.	Distribución	20
3.4.	Marco regulatorio.....	22
3.4.1.	Aspectos generales	22
3.4.2.	Ley Corta I.....	22
3.4.3.	Ley Corta II	23
3.4.4.	Organismos reguladores	24
4	Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera	25
5.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	27
6.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.....	28
7.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	30
8.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	33
9.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	34
9.1.	Impuesto a la renta	34
9.2.	Impuestos diferidos.....	35
10.	Política de Gestión de Riesgos	36
10.1	Riesgo de negocio	36
10.1.1	Riesgo Regulatorio	36
10.2	Riesgo financiero	38
10.2.1.	Tipo de cambio	38
10.2.2.	Tasa de interés.....	38
10.2.3.	Riesgo de liquidez	38
10.2.4.	Riesgo de crédito.....	39
10.2.5.	Instrumentos financieros por categoría.....	40
10.2.6	Valor justo de instrumentos financieros	41
11	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	42
12	Juicios y multas	43
13	Patrimonio	43
13.1	Patrimonio neto de la Sociedad	43

13.1.1	Capital suscrito y pagado	43
13.1.2	Dividendos	43
13.1.3	Diferencias de conversión	43
13.1.4	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	44
13.2	Gestión de capital	44
13.3	Restricciones a la disposición de fondos	44
14	Ingresos.....	45
15	Materias Primas y Consumibles Utilizados.....	45
16	Otros Gastos por Naturaleza	45
17	Resultado Financiero.....	46
18	Hechos Posteriores	46
19	Medio Ambiente	46
20	Garantías Comprometidas con Terceros.....	46
21	Cauciones Obtenidas de Terceros	47
22	Otras Ganancias (Pérdidas)	47

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

Estados financieros Individuales

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

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Generadora Austral S.A., en adelante, para efectos de este informe "SGA" o la "Sociedad", es una sociedad anónima cerrada, constituida con fecha 25 de junio de 2003.

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

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros individuales 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 9 de marzo de 2011.

Los estados financieros individuales de la Sociedad, correspondientes al 31 de diciembre de 2009, fueron confeccionados de acuerdo a Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del ejercicio 2009 que han sido incluidos en los presentes estados financieros, los que han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera. En nota 4 se detalla la reconciliación del patrimonio neto y resultados del período.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

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

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

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

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

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

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

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en los presentes estados financieros individuales 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 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 individuales son los siguientes:

- **Estimación de deudores incobrables:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento.
- **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 año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.

- **Litigios y contingencias:** La Sociedad 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 individuales comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2010, al 31 de diciembre de 2009 y al 1 de enero de 2009, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y al 31 de diciembre de 2009.

2.5 Bases de preparación

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

2.6 Moneda funcional y de reporte

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 dólar estadounidense.

La moneda de reporte de la entidad es el peso chileno, por corresponder a la moneda de la Matriz del Grupo, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y que es la moneda que mejor representa el ambiente económico en que esta matriz y la mayoría de sus filiales operan.

El procedimiento de conversión que se utiliza cuando la moneda de reporte es distinta de la moneda funcional es el siguiente:

- Los activos y pasivos de cada uno de los estados de situación financiera, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los correspondiente estados de situación financiera;
- Los ingresos y gastos para cada uno de los estados del resultado integral, se convertirán a las tasas de cambio de la fecha de cada transacción o al tipo de cambio promedio, a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción; y
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se reconocerán en otro resultado integral.

2.7 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 integral.

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

	31.12.2010	31.12.2009	01.01.2009
Dólar Estadounidense	468,01	507,10	636,45
Unidad de Fomento	21,455,55	20.942,88	21.452,57

2.8 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.

2.9 Gastos de investigación y desarrollo

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

2.10 Deterioro de los activos

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 no se han detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.11 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.

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

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

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

2.11.2 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.

2.11.3 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.

2.11.4 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.

2.11.5 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.

2.12 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.13 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, 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 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.

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 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.

2.14 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.

2.15 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.

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

2.17 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

Los actores del sector eléctrico funcionan integrados al sistema interconectado, a cargo del Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el cual tiene las siguientes funciones:

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (“SIC”), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW.

3.1. Generación eléctrica

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

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

- a) **Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todos los traspasos de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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

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

3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3. Distribución

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

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

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

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

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

3.4.2. Ley Corta I

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

- a) **Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres tipos de instalaciones de transmisión diferentes, dependiendo principalmente del tamaño y capacidad de sus redes: (a) Transmisión Troncal, (b) Subtransmisión y (c) Transmisión Adicional. Los dos primeros serán de acceso abierto y con tarifas reguladas.
- **Transmisión Troncal:** El peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, y considera la anualidad del valor de inversión ("AVI"), con una tasa de retorno del valor de inversión ("VI") considerando la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de operación y mantenimiento ("COMA"). El VI y el COMA, así como sus fórmulas de indexación, son determinados cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, el que identifica además ampliaciones y nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

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

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

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por Consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.

- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Los Centros de Despacho Económico de Carga deberán operar, administrar y valorizar la prestación de servicios complementarios para organizar la operación confiable y económica del sistema eléctrico.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

3.4.3. Ley Corta II

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

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.

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

3.4.4. Organismos reguladores

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

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

4 Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera

Hasta el ejercicio 2009 la Sociedad emitió sus estados financieros de acuerdo con PCGA chilenos. A partir de 1 de enero de 2010 la Sociedad emite sus estados financieros de acuerdo con IFRS.

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

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

IFRS 1 por lo general exige la aplicación retrospectiva completa de las normas e interpretaciones vigentes a la fecha de la primera emisión de informes. Sin embargo, también permite ciertas exenciones en la aplicación de normas, en particular a períodos anteriores para ayudar a las empresas con el proceso de transición. La Sociedad no aplicó exenciones.

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

Saldos al 01/01/2009 con PCGA Chile	2.376.952
Total ajustes a NIIF	0
Patrimonio bajo criterio NIIF al 01/01/2009	2.376.952

Saldos al 31/12/2009 con PCGA Chile	4.934.350
Corrección monetaria del patrimonio (3)	54.670
Diferencia de cambio asociada (1)	(1.040.659)
Ajuste resultado NIIF	970.076
Total ajustes a NIIF	(15.913)
Patrimonio bajo criterio NIIF al 31/12/2009	4.918.437

Resultado PCGA Chile al 31/12/09	2.612.068
Elimina corrección monetaria (3)	(52.720)
Diferencia de cambio ítems monetarios (2)	1.022.796
Total ajustes a NIIF	970.076
Ganancia de la sociedad bajo criterios NIIF	3.582.144

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, PCGA chilenos	33.633
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	-
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 01-01-2009, NIIF	33.633

Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, PCGA chilenos	3.929.434
C. Monetaria actividades de la operación	(27.980)
C. Monetaria actividades de financiamiento	77.887
C. Monetaria actividades de inversión	(75.647)
Eliminación C. Monetaria	25.740
Reclasificación Otras Cuentas por Cobrar	-
Saldo final de efectivo y equivalentes al efectivo al 31-12-2009, NIIF	3.929.434

- 1) **Diferencia de cambio en sociedad con distinta moneda funcional:** La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta a la de reporte de acuerdo con lo indicado en la Moneda funcional y de reporte origina diferencias de conversión que son contabilizadas en patrimonio.
- 2) **Diferencia de cambio ítems monetarios:** Corresponde a la diferencia de cambio de las partidas monetarias en pesos chilenos que tienen las filiales con moneda funcional dólar.
- 3) **Corrección monetaria:** Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PGCA chilenos, pues bajo IFRS ajustes por inflación sólo son aceptados en países hiperinflacionarios. Chile no califica como un país hiperinflacionario, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias".

5. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Saldo en Bancos	138.845	5.604	33.633
Otros instrumentos de renta fija	2.211.052	3.923.830	-
Totales	2.349.897	3.929.434	33.633

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 efectivo y equivalentes al efectivo es el siguiente

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	2.349.897	3.929.434	33.633
Total		2.349.897	3.929.434	33.633

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	6.826.880	-	6.603.975	-	7.423.318	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	4.424	-	-	-	-	-
Totales	6.831.304	-	6.603.975	-	7.423.318	-

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	6.820.099	-	6.603.975	-	7.423.318	-
Otras cuentas por cobrar, neto	4.424	-	-	-	-	-
Totales	6.824.523	-	6.603.975	-	7.423.318	-

- El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 6.824.523, al 31 de diciembre de 2009 es de M\$ 6.603.975 y al 01 de enero de 2009 es de M\$ 7.423.318.
- Parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que forman del SIC o grandes clientes que históricamente han mantenidos sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas.
- Al 31 de diciembre de 2010, 31 de diciembre de 2009 y 01 de enero de 2009 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-12-10	31-12-09	01-01-09
	Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	8.339	476.798	196.200
Con vencimiento entre tres y seis meses	-	108.024	22.981
Con vencimiento entre seis y doce meses	18.078	93.801	4.385
Con vencimiento mayor a doce meses	9.625	940	51
Total	36.042	679.562	223.617

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

	Otros deudores
91 a 180	33%
181 a 270	66%
271 a 360	66%
361 o más	100%

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\$
Aumentos (disminuciones) del período	6.781
Montos castigados	-
Saldo al 31 de diciembre de 2010	6.781

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

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones Serie Única	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	142.597.434	99,90%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	142.740	0,10%
Total	142.740.174	100,00%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones.

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.

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

RUT	Sociedad	País de	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Venta energía y peajes	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	30.936	-	306.061	-	-	-
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	7.102.000	-	-	-	-	-
96686780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Venta energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.517	-	10.762	-	7.460	-
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía de Chile S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	960.000	-	-	-	-	-
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.007	-	330.387	-	74.593	-
Total							8.097.460	-	647.210	-	82.053	-

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	31-12-2010		31-12-2009		01-01-2009	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96701470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.197	-	394.528	-	562.559	-
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	-	-	1.071.519	-
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía de Chile S.A.	Chile	compra energía y peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.601.063	-	1.331.997	-	2.464.205	-
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Compra energía y peajes	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.367	-	-	-	-	-
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.622.507	-	-	-	-	-
96686780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.624	-	-	-	-	-
Extranjero	Lawrence S. Coben	Chile	Remuneraciones Directores	Menos de 90 días	Director	USD	-	-	916	-	-	-
7051188-6	Pedro Pablo Errázuriz	Chile	Remuneraciones Directores	Menos de 90 días	Director	CH\$	-	-	942	-	-	-
6443633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Directores	Menos de 90 días	Director	CH\$	-	-	419	-	-	-
Total							5.237.758	-	1.728.802	-	4.098.283	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta Mercantil	130.551	-49.136
96956660-6	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Venta Energía y Potencia	1.377.277	3.624.460
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (recargos)	12.590	-
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz común	Compra-venta de energía	(728)	1.253.484
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía de Chile S.A.	Chile	Matriz común	Cuenta Mercantil	8.534	-
77683400-10	Sociedad Austral de Generación y Energía de Chile S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía	(14.144.714)	(7.059.147)
77683400-11	Sociedad Austral de Generación y Energía de Chile S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	42.566	453.147
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	compra / venta de materiales	60.231	667.177
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	64.277	74.524
96701470-2	Sistema de transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz común	Recargos	(94.032)	(325.035)
96701470-3	Sistema de transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz común	Comercialización	(3.856.451)	(3.330.797)
96701470-4	Sistema de transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz común	Transferencia Potencia	(284.112)	308.100
96701470-5	Sistema de transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz común	Transferencia Potencia	-	548

c. Directorio y personal clave de la gerencia

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

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

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

Director	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Lawrence S. Coben	-	916
Pedro Pablo Errázuriz	-	942
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	-	419
Totales	-	2.277

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 en la Sociedad, para el período abril 2010 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas en 2011.

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

Director de SAESA. Sólo los Directores Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz Molina y Larry Coben recibirán su remuneración.

Con fecha 10 de septiembre de 2010 el Directorio de la Sociedad, tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Lawrence S. Coben. En su reemplazo se designó al señor Iván Díaz Molina.

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

Director	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Lawrence S. Coben	1.576	795	-
Pedro Pablo Errázuriz	1.274	-	-
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.694	524	-
Iván Díaz Molina	427	-	-
Totales	4.971	1.319	-

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

8. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuesto renta por recuperar	19.761	52.693	14.505
IVA Crédito fiscal por recuperar	76.304	99.258	822.260
Totales	96.065	151.951	1.481.284

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

	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Impuesto a la renta	1.071.861	20.920	-
Iva Débito fiscal	-	-	-
Totales	1.071.925	20.920	-

9. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

9.1. Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Individual correspondiente al período enero - diciembre 2010 y enero - diciembre 2009, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.175.518	28.628
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.175.518	28.628
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(74.188)	494.911
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(74.188)	494.911
Gasto por impuesto a las ganancias	1.101.330	523.539

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

Conciliación del gasto utilizando la tasa efectiva	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	6.515.102	4.105.683
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (17%)	(1.107.567)	(697.966)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	-	176.263
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(755)	-
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	1	474
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	97	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(382)	-
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	16.150	-
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(8.017)	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(857)	(2.310)
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	-	-
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	6.237	174.427
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(1.101.330)	(523.539)
Tasa Impositiva Efectiva	16,90%	12,75%

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

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en dichos años respecto a los calculados a la tasa vigente para el año comercial 2010 de 17%, han llevado a que la Sociedad reconozca un menor (mayor) gasto por impuesto a las ganancias de M\$ 8.017 al 31 de diciembre 2010.

9.2. Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos			Pasivos por Impuestos		
	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$	31/12/2010 M\$	31/12/2009 M\$	01/01/2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	1.244	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	-	-	753.437	-	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	-	-	-	161.978	234.922	493.448
Total Impuestos Diferidos	1.244	-	753.437	161.978	234.922	493.448

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

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	753.437	493.448
Incremento (decremento)	(753.437)	(258.526)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	-	234.922
Incremento (decremento)	1.244	(72.944)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	1.244	161.978

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.

La Sociedad está radicada en Chile, por lo que se aplica la Normativa Local vigente.

10. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Sociedad Generadora Austral S.A, son los siguientes:

10.1 Riesgo de negocio

El mercado de generación en el Sistema Interconectado Central, donde se desenvuelve SGA, se basa en la teoría marginalista, que contempla un esquema de precios de energía y potencia a ser pagados por los consumidores.

El mercado eléctrico chileno es del tipo pool obligatorio con un mercado mayorista spot cerrado a los generadores. Los contratos de suministro privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el CDEC la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras.

El mercado eléctrico en Chile focaliza la competencia en la concreción de proyectos de generación eficientes (costos de inversión y operación, lo que queda reflejado en el modelo marginalista y de ingresos por concepto de potencia firme) y en la buena gestión comercial de contratos bilaterales con clientes libres y regulados.

En el mercado Spot, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de la potencia.

En virtud de lo anterior la sociedad presenta los siguientes principales riesgos de negocio:

10.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de generación

Un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente SGA está enfocada en la compra de producción de Centrales de empresas relacionadas y en una menor parte de Centrales de terceros al mercado Spot y establecer contrato de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios.

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

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

SGA como potencial suministrador, no tiene contratos de suministros con clientes regulados, evitando con esto tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople de los ingresos asociados al contrato financiero, con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista.

c) 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 2 años (2011 – 2012).

10.2 Riesgo financiero

Respecto de los flujos de la Sociedad, parte importante de los contratos con los clientes no afectos a regulación de precios como los contratos de compra de producción de energía y potencia de Centrales de terceros están acoplados a los valores del mercado Spot, por lo que se limita la exposición al riesgo a un desacople negativo en entre los ingresos y las obligaciones de estos contratos.

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

10.2.1. Tipo de cambio

El riesgo de tipo de cambio está dado principalmente por los cobros y pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar, que implica mantener cuentas por cobrar y pagar en pesos. La Sociedad no administra este tipo de riesgo.

La Sociedad presenta un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición se traduce al 31 de diciembre de 2010 en un resultado por diferencia de cambio de aproximadamente \$ 18 millones por cada peso de variación en la paridad del dólar.

10.2.2. Tasa de interés

La Sociedad no presenta deuda financiera al 31 de diciembre de 2010.

10.2.3. Riesgo de liquidez

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

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

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

10.2.4. Riesgo de crédito

La Sociedad se ve expuesta a este tipo de crédito en la medida que una contraparte no cumpla con sus obligaciones de pago. Parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que forman del SIC o grandes clientes que históricamente han mantenidos sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. Por lo anterior se estima que el riesgo de crédito esta acotado.

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.

10.2.5. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	6.824.523	-	-	6.824.523
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	8.097.460	-	-	8.097.460
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	2.349.897	-	-	-	2.349.897
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	6.603.975	-	-	6.603.975
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	647.210	-	-	647.210
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	3.929.434	-	-	-	3.929.434
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	7.423.318	-	-	7.423.318
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	82.053	-	-	82.053
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	33.633	-	-	-	33.633
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	-	-	-
Derivado	-	-	-	-	-
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.796.522	-	-	2.796.522
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	5.237.758	-	-	5.237.758

al 31 de diciembre de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	-	-	-
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	4.497.474	-	-	4.497.474
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	1.728.802	-	-	1.728.802

al 1 de enero de 2009	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	-	-	-
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.893.848	-	-	2.893.848
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	4.098.283	-	-	4.098.283

10.2.6 Valor justo de instrumentos financieros

a) Valor justo de instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado.

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

Activos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Saldo en Bancos	2.349.897	2.349.897
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	6.824.523	6.824.523

Pasivos Financieros - al 31.12.2010	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.796.522	2.796.522

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

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

- a) El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- b) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- c) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez. La valoración realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- d) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

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

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

11 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

	Corrientes		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	01-01-2009 M\$
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar			
Proveedores por compra de energía	2.786.746	4.492.973	2.368.605
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.776	4.501	525.243
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.796.522	4.497.474	2.893.848

12 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros no existen juicios y multas.

13 Patrimonio

13.1 Patrimonio neto de la Sociedad

13.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2010 el capital social de SGA ascendía a M\$3.235.335, al 31 de diciembre de 2009 ascendía a M\$3.235.335, y al 01 de enero de 2009 ascendía a M\$3.235.335. El capital está representado por 142.740.174 acciones serie única totalmente suscritas y pagadas.

13.1.2 Dividendos

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

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como una 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.

13.1.3 Diferencias de conversión

El detalle que presenta diferencia de conversión neta de impuestos al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Diferencias de conversión acumuladas	1.585.381	1.040.659
Totales	1.585.381	1.040.659

13.1.4 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

M\$	Utilidades distribuibles	Total al 31 de diciembre de 2010
Saldo Inicial al 1/01/10	2.723.761	2.723.761
Resultado del ejercicio	5.413.772	5.413.772
Dividendos	(1.624.131)	(1.624.131)
Totales	6.513.402	6.513.402

M\$	Utilidades distribuibles	Total al 31 de diciembre de 2009
Saldo Inicial al 1/01/09	(858.383)	(858.383)
Resultado del ejercicio	3.582.144	3.582.144
Dividendos		0
Totales	2.723.761	2.723.761

13.2 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.

13.3 Restricciones a la disposición de fondos

La Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus accionistas.

14 Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Venta de Energía	45.719.668	39.941.079
Ventas de energía	45.719.668	39.941.079
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	45.719.668	39.941.079

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Otros Ingresos	26.064	27.793
Total Otros ingresos, por naturaleza	26.064	27.793

15 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	43.214.754	36.738.216
Totales	43.214.754	36.738.216

16 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Provisiones y Castigos	971	-
Gastos de Administración	46.122	81.774
Total Otros Gastos por Naturaleza	47.093	81.774

17 Resultado Financiero

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

	31-12-2010	31-12-2009
Ingresos Financieros	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	47.402	12.395
Otros ingresos financieros	139.085	-
Total Ingresos Financieros	186.487	12.395

	31-12-2010	31-12-2009
Costos Financieros	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(175)	(89)
Otros Gastos Financieros	(243)	(49.137)
Total Gastos Financieros	(418)	(49.226)

Resultado por unidades de reajuste	5.944	(23.411)
Diferencias de cambio	539.640	1.017.043
Positivas	539.640	1.017.043
Total Gasto Financiero	545.166	944.406

Total Resultado Financiero	545.166	944.406
-----------------------------------	----------------	----------------

18 Hechos Posteriores

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

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

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

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2011 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

19 Medio Ambiente

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

20 Garantías Comprometidas con Terceros

No existen garantías comprometidas con terceros.

21 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2010 la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$3.500.829

22 Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otras Ganancias (Pérdidas)	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Indemnización Término Contrato	3.299.564	-
Totales	3.299.564	

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