



Estados Financieros

**correspondientes a los años terminados
al 31 de diciembre de 2013 y 2012**

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

Miles de pesos - M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Sociedad Generadora Austral S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías 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 efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

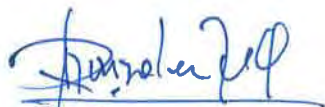
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

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 2013 y 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Deloitte.

Marzo 18, 2014
Concepción, Chile



René González L.
Rut: 12.380.681-6

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	2.052.982	1.237.519
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	5	1.329.646	2.266.130
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	6	6.548.679	6.709.778
Activos por Impuestos corrientes, corriente	7	197.485	91.647
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.		10.128.792	10.305.074
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		10.128.792	10.305.074
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos no financieros, no corrientes		69.890	63.942
Activos por impuestos diferidos	8	39.324	69.282
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		109.214	133.224
TOTAL ACTIVOS		10.238.006	10.438.298

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10	1.431.200	1.123.737
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6	554.354	2.130.425
Otras provisiones corrientes	11	69.822	92.756
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	7	23	46
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.055.399	3.346.964
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		2.055.399	3.346.964
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos diferidos	8	-	1.046
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		-	1.046
PATRIMONIO			
Capital Emitido	12	3.160.921	3.160.921
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	12	5.553.359	5.152.429
Otras reservas	12	(531.673)	(1.223.062)
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		8.182.607	7.090.288
Participaciones no controladoras		-	-
TOTAL PATRIMONIO		8.182.607	7.090.288
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		10.238.006	10.438.298

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01/01/2013 al 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	13	26.211.335	26.275.142
Otros ingresos	13	286.059	135.640
Materias Primas y consumibles utilizados	14	(25.326.140)	(24.153.122)
Otros gastos por naturaleza	15	(73.540)	(94.278)
Ingresos Financieros	16	493.397	717.881
Costos Financieros	16	(47)	(109)
Diferencias de Cambio	16	(726.404)	578.655
Resultados por unidades de reajuste	16	6.992	7.355
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		871.652	3.467.164
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuas	8	(277.671)	(537.722)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		593.981	2.929.442
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		593.981	2.929.442

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estado de Otros resultados integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos - M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2013 al 31-12-2013 M\$	01/01/2012 al 31-12-2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		593.981	2.929.442
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos	12	691.389	(828.099)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		691.389	(828.099)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		691.389	(828.099)
Otro Resultado Integral		691.389	(828.099)
Resultado Integral Total		1.285.370	2.101.343
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		1.285.370	2.101.343
Resultado Integral Total		1.285.370	2.101.343

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estado de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas											Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	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						
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2013	3.160.921	0	0	0	(1.297.476)	0	0	0	74.414	(1.223.062)	5.152.429	7.090.288	0	7.090.288	
Ajustes de Periodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	3.160.921	-	-	-	(1.297.476)	-	-	-	74.414	(1.223.062)	5.152.429	7.090.288	-	7.090.288	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)											593.981	593.981		593.981	
Otro resultado integral					691.389					691.389		691.389		691.389	
Resultado integral												1.285.370		1.285.370	
Dividendos											(193.051)	(193.051)		(193.051)	
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	-	-	-	-	691.389	-	-	-	691.389	400.930	1.092.319	1.092.319	-	1.092.319	
Saldo Final al 31/12/2013	3.160.921	-	-	-	(606.087)	-	-	-	74.414	(531.673)	5.553.359	8.182.607	-	8.182.607	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas											Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	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						
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	3.160.921	-	-	-	(469.377)	-	-	-	74.414	(394.963)	10.062.383	12.828.341	-	12.828.341	
Ajustes de Periodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	3.160.921	-	-	-	(469.377)	-	-	-	74.414	(394.963)	10.062.383	12.828.341	-	12.828.341	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)											2.929.442	2.929.442		2.929.442	
Otro resultado integral					(828.099)					(828.099)		(828.099)		(828.099)	
Resultado integral												2.101.343		2.101.343	
Dividendos											(7.839.396)	(7.839.396)		(7.839.396)	
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	-	-	-	-	(828.099)	-	-	-	74.414	(828.099)	(4.909.954)	(5.738.053)	-	(5.738.053)	
Saldo Final al 31/12/2012	3.160.921	-	-	-	(1.297.476)	-	-	-	74.414	(1.223.062)	5.152.429	7.090.288	-	7.090.288	

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Estados de Flujos de Efectivos Directos
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		24.828.033	27.889.267
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos		-	131.951
Clases de pagos		(23.286.337)	(27.462.667)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(23.141.766)	(27.447.220)
Otros pagos por actividades de operación		(144.571)	(15.447)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(419.084)	(428.098)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.122.612	(1.498)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(3.400.000)	(1.262.000)
Cobros a entidades relacionadas		3.579.512	8.729.000
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		462.849	717.881
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		642.361	8.184.881
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(949.512)	(8.000.000)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(949.512)	(8.000.000)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		815.461	183.383
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2	1
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		815.463	183.384
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		1.237.519	1.054.135
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	2.052.982	1.237.519

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	13
2.4	Período cubierto	13
2.5	Bases de preparación.....	13
2.6	Moneda funcional y de reporte	14
2.7	Bases de conversión	14
2.8	Compensación de saldos y transacciones.....	14
2.9	Costos de investigación y desarrollo	15
2.10	Deterioro de los activos	15
2.11	Instrumentos financieros.....	15
2.11.1	Activos Financieros no derivados	15
2.11.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	16
2.11.3	Pasivos financieros no derivados	16
2.11.4	Instrumentos de patrimonio	16
2.12	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	16
2.13	Impuesto a las ganancias	16
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	17
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	18
3.1.	Generación eléctrica.....	18
3.2.	Transmisión y subtransmisión	19
3.3.	Marco regulatorio.....	19
3.3.1	Aspectos generales	19
3.3.2	Ley Corta I	20
3.3.3	Ley Corta II	21
3.3.4	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	22
4.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	23
5.	Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	24
6.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	27
7.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	29
8.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	30
8.1	Impuesto a la renta	30
8.2	Impuestos diferidos.....	31
9.	Política de Gestión de Riesgos	32
9.1	Riesgo de negocio	32
9.1.1	Riesgo Regulatorio	32
9.2.	Riesgo financiero.....	33
9.2.1.	Tipo de cambio	34
9.2.2.	Tasa de interés	34
9.2.3.	Riesgo de liquidez	34
9.2.4.	Riesgo de crédito.....	34
9.2.5.	Instrumentos financieros por categoría.....	35
9.2.6	Valor justo de instrumentos financieros	36
10.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	37
11.	Provisiones.....	37
11.1	Provisiones corrientes.....	37
11.1.1	Otras provisiones	37
11.2	Juicios y Multas.....	38
12.	Patrimonio	38
12.1	Patrimonio neto de la Sociedad	38
12.1.1	Capital suscrito y pagado	38

12.1.2	Dividendos	38
12.1.3	Diferencias de conversión.....	38
12.1.4	Otras reservas.....	39
12.1.5	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas.....	39
12.2	Gestión de capital	40
12.3	Restricciones a la disposición de fondos	40
13.	Ingresos.....	41
14.	Materias Primas y Consumibles Utilizados.....	41
15.	Otros Gastos por Naturaleza	41
16.	Resultado Financiero.....	42
17.	Hechos Posteriores	42
18.	Medio Ambiente	42
19.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	42
20.	Cauciones Obtenidas de Terceros	42
21.	Moneda extranjera.....	43

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.

Notas a los Estados financieros

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 (En miles de pesos - M\$)

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.

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados financieros de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 18 de marzo de 2014. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 10, Estados Financieros Consolidados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIIF 1, Adopción por Primera Vez de IFRS – Préstamos gubernamentales.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Mejoras Anuales Ciclo 2009 – 2011 – Modificaciones a cinco NIIFs	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aun no vigente:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	El IASB no ha establecido fecha de aplicación obligatoria.

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
<i>Entidades de Inversión</i> – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, <i>Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, <i>Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
CINIIF 21, <i>Gravámenes</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014

La Administración estima que la futura adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

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 año de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

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

- **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 comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
- Estados de Flujos de Efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre 2013 y 2012

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

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

	31.12.2013	31.12.2012
	\$	\$
Dólar Estadounidense	524,61	479,96
Unidad de Fomento	23.309,56	22.840,75

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 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren. Tampoco ha presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

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.

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 año 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 costos por intereses durante todo el año 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 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 adjunto, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

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

2.13 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 año, 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 liquiden.

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 año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del año. 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 año atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo año. 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 año 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 años.

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, entendiéndose 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.

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

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

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

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.

- 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. Además, Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias 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 por el uso de los sistemas 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.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la Dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

3.2. Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican 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 propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

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

El Área de Influencia Común (“AIC”) es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

3.3. Marco regulatorio

3.3.1 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.

3.3.2 Ley Corta I

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

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

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

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

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

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión se calcula 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 emite un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
 - **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adiciones las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.
- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- 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 y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

- 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) **Peajes de subtransmisión:** Estos peajes serán indexados semestralmente en mayo y noviembre, de acuerdo con la publicación de los parámetros por parte de la CNE. Estos peajes dan cuenta del valor por el uso de las instalaciones de subtransmisión requeridas para el suministro de clientes.
- g) **Servicios complementarios (SSCC):** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. A fines de 2012 se publicó en el Diario Oficial el DS N°130 que aprueba el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los SSCC. Al respecto, el CDEC-SIC ha elaborado procedimientos respecto de la remuneración de estos servicios, que han sido discrepados ante el Panel de Expertos por empresas generadoras. Los procedimientos finales estarán sujetos a los respectivos dictámenes que emita el Panel.

3.3.3 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 y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. 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 de aquellas empresas que se encuentren bajo el precio promedio del sistema en un 5%.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados. Esto se conoce como indexación extraordinaria.
- 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.

3.3.4 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”)**: Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”)**: Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía**: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo en Bancos	1.682	746
Otros instrumentos de renta fija	2.051.300	1.236.773
Totales	2.052.982	1.237.519

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos 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	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	2.052.982	1.237.519
Totales		2.052.982	1.237.519

5. Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31-12-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	1.502.113	-	2.584.682	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	23.433	-	27.856	-
Totales	1.525.546	-	2.612.538	-

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31-12-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	1.306.213	-	2.238.274	-
Otras cuentas por cobrar, neto	23.433	-	27.856	-
Totales	1.329.646	-	2.266.130	-

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	195.900	-	346.408	-
Otras cuentas por cobrar	-	-	-	-
Totales	195.900	-	346.408	-

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2013 y el 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Facturados	1.077.161	1.389.513
Energía y Potencia	1.077.161	1.389.513
No Facturados o provisionados	448.385	1.223.025
Provisión venta de Energía y Potencia	424.952	1.195.169
Otros	23.433	27.856
Totales	1.525.546	2.612.538
Provisión deterioro	(195.900)	(346.408)
Totales, Neto	1.329.646	2.266.130

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2013 es de M\$1.329.646 y al 31 de diciembre de 2012 es de M\$ 2.266.130.
- b) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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	31-12-2013	31-12-2012
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	51.281	13.494
Con vencimiento entre tres y seis meses	-	1
Con vencimiento entre seis y doce meses	29	951
Con vencimiento mayor a doce meses	-	149.717
Total	51.310	164.163

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

Deudores Comerciales	
91 a 180	33%
181 a 270	66%
271 a 360	66%
361 o más	100%

Para algunos clientes importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, por lo que la provisión podría no resultar en la aplicación directa de los porcentajes indicados.

- c) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 la estratificación de la cartera de Deudores Comerciales es la siguiente (la Sociedad no contiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2013						Saldo al 31-12-2012					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	42	1.259.197	-	-	42	1.259.197	45	2.218.133	-	-	45	2.218.133
Entre 1 y 30 días	3	51.281	-	-	3	51.281	4	12.155	-	-	4	12.155
Entre 31 y 60 días	2	-	-	-	2	-	3	1.217	-	-	3	1.217
Entre 61 y 90 días	2	-	-	-	2	-	1	123	-	-	1	123
Entre 91 y 120 días	3	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 150 días	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Entre 151 y 180 días	1	-	-	-	1	-	2	1	-	-	2	1
Entre 181 y 210 días	1	-	-	-	1	-	1	700	-	-	1	700
Entre 211 y 250 días	3	86	-	-	3	86	2	593	-	-	2	593
Más de 250 días	19	191.549	-	-	19	191.549	9	351.760	-	-	9	351.760
Total	77	1.502.113	-	-	77	1.502.113	67	2.584.682	-	-	67	2.584.682

- d) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre 2012, la cartera en cobranza judicial protestada es el siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2013		Saldo al 31-12-2012	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
	Documentos por cobrar protestados	-	-	-
Documentos por cobrar en cobranza judicial	1	188.021	1	256.899
Totales	1	188.021	1	256.899

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 31 de diciembre 2012	346.408
Aumentos (disminuciones) del período	(150.508)
Saldo al 31 de Diciembre de 2013	195.900

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 31 de diciembre 2011	415.447
Aumentos (disminuciones) del período	(69.039)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	346.408

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

- f) El detalle de las provisiones y castigos a diciembre 2013 y a diciembre 2012, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Provisión cartera no repactada	(150.508)	(69.039)
Provisión cartera repactada	-	-
Castigos del período	-	-
Recuperos del período	-	-
Totales	(150.508)	(69.039)

Los castigos efectivos de deudores se hacen una vez agotadas las instancias judiciales según corresponda.

6. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

6.1. Accionistas

El detalle de los accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013, 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%

6.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y relacionadas, 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.

Los préstamos en 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 Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2013		31-12-2012	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Venta energía y peajes	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.650	-	2.649	-
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.542.037	-	6.691.000	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Venta energía	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.856	-	2.837	-
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno	Chile	Venta energía y Recargos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	707	-	707	-
77683400-9	Sistema de transmisión del Sur S.A.	Chile	Venta energía y peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	429	-	12.585	-
Totales							6.548.679	-	6.709.778	-

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	31-12-2013		31-12-2012	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76073164-1	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	192.858	-	907.639	-
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	193	-	909	-
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía y peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	361.303	-	1.221.877	-
Totales							554.354	-	2.130.425	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados cargos (abonos)

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
76073164-1	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamos en cuenta corriente	404.895	674.347
76073164-1	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Peajes	(46)	(582)
76073164-1	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Venta energía y potencia	-	98.917
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	40	96.377
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	(132)	(9.420)
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz común	Compra-venta Energía	-	6.856
77683400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	670	-
77683400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(57.226)	-
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(13.760.936)	(14.968.402)
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	267.860	41.840
76186388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	-	(201.646)

6.3. Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 30 de abril de 2013, se hizo renovación del Directorio de la Sociedad, eligiendo como directores por un periodo de dos años a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Pucell, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 8 de mayo de 2013, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2013 el Directorio está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

No hay saldos por pagar a los Directores

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2013 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2014.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son las siguientes:

Director	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.240	1.342
Ivan Díaz-Molina	1.239	1.452
Totales	2.479	2.794

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

7. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Impuesto renta por recuperar	153.540	31.046
IVA Crédito fiscal por recuperar	43.945	60.601
Totales	197.485	91.647

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Otros	23	46
Totales	23	46

8. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

8.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	248.759	475.533
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	248.759	475.533
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	28.912	62.189
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	-	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	28.912	62.189
Gasto por impuesto a las ganancias	277.671	537.722

- 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 2013 y 2012, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	871.652	3.467.164
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (20%)	(174.330)	(693.433)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	21.953	-
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(14.987)	(21.694)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	(110.307)	177.405
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(103.341)	155.711
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(277.671)	(537.722)
Tasa impositiva efectiva	31,86%	15,51%

8.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	39.180	69.282	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	144	-	-	1.046
Total Impuestos Diferidos	39.324	69.282	-	1.046

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación en el año 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	1.244	-
Incremento (decremento)	68.038	1.046
Saldo al 31 de diciembre de 2012	69.282	1.046
Incremento (decremento)	(29.958)	(1.046)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	39.324	-

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.

9. 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:

9.1 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:

9.1.1 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 ("SEC"), 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 "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 conocida como la “Ley Net Metering” que fomenta la generación distribuida residencial.

Actualmente, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como “Ley de Concesiones” el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas; la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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.

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

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la filial SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al 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 horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato financiero con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y Sagesa S.A. venden toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

9.2. 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 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.

9.2.1. 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 tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda.

Al 31 de diciembre de 2013, las cuentas de balance de la Sociedad presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$153.893 (negativo), de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

9.2.2. Tasa de interés

La Sociedad no presenta deuda financiera al 31 de diciembre de 2013.

9.2.3. 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 administración consolidada en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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.

9.2.4. 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 parte 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 está acotado.

Activos de carácter financiero:

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

9.2.5. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2013	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales, otras cuentas por cobrar y derechos por cobrar	1.329.646	-	1.329.646
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	6.548.679	-	6.548.679
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	1.682	2.051.300	2.052.982
Totales	7.880.007	2.051.300	9.931.307

al 31 de diciembre de 2012	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales, otras cuentas por cobrar y derechos por cobrar	2.266.130	-	2.266.130
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	6.709.778	-	6.709.778
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	746	1.236.773	1.237.519
Totales	8.976.654	1.236.773	10.213.427

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2013	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.431.200	1.431.200
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	554.354	554.354
Totales	1.985.554	1.985.554

al 31 de diciembre de 2012	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.123.737	1.123.737
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	2.130.425	2.130.425
Totales	3.254.162	3.254.162

9.2.6 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 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Saldo en Bancos	1.682	1.682
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	1.329.646	1.329.646
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	6.548.679	6.548.679

Pasivos Financieros - al 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.431.200	1.431.200
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	554.354	554.354

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) 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) 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.

10. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Proveedores por compra de energía	1.422.235	1.113.739
Cuentas por pagar bienes y servicios	8.965	9.998
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.431.200	1.123.737

11. Provisiones

11.1 Provisiones corrientes

11.1.1 Otras provisiones

- a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre del 2012, es el siguiente:

Provisiones	Corriente	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	69.822	92.756
Total	69.822	92.756

- b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años diciembre 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	92.756
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(22.934)
Total movimientos en provisiones	(22.934)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	69.822

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 31 de diciembre de 2012	87.853
Movimientos en provisiones	-
Incremento (decremento) en provisiones	4.903
Total movimientos en provisiones	4.903
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	92.756

11.2 Juicios y Multas

a) Juicios

Al 31 de diciembre del 2013 y 2012, no existen juicios pendientes.

b) Multas

A la fecha el detalle de las multas cursadas son:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Black Out 2010	Judicializada	69.822

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

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

12. Patrimonio

12.1 Patrimonio neto de la Sociedad

12.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el capital social de SGA asciende a M\$3.160.921. El capital está representado por 142.740.174 acciones serie única totalmente suscritas y pagadas.

12.1.2 Dividendos

En junta ordinaria de accionistas celebrada el 10 de abril de 2013 se aprobó el pago de un dividendo final de USD\$1.926.769 (M\$908.549), lo que representa el 31% de la utilidad a repartir del año 2012.

En junta ordinaria celebrada el 26 de abril de 2012, se aprobó el pago de un dividendo final de USD\$5.383.771 (M\$ 2.749.000) con cargo a las utilidades del año y un dividendo de USD\$10.557.247 (M\$5.251.000) con cargo a reservas de utilidades de años anteriores.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año 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 años.

12.1.3 Diferencias de conversión

El detalle que presenta diferencia de conversión neta de impuestos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Diferencias de conversión acumuladas	606.087	(1.297.476)
Totales	606.087	(1.297.476)

12.1.4 Otras reservas

Al 31 de diciembre del 2013

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2013 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2013 M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.297.476)	-	691.389	(606.087)
Otras reservas varias	74.414	-	-	74.414
Totales	(1.223.062)	-	691.389	(531.673)

Al 31 de diciembre 2012

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas		Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2012 M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(469.377)	-	(828.099)	(1.297.476)
Otras reservas varias	74.414	-	-	74.414
Totales	(394.963)	-	(828.099)	(1.223.062)

Otras reservas varias por M\$ 74.414, corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

12.1.5 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2013 y al 2012, son los siguientes:

	Utilidades distribuibles M\$	Total al 31 de diciembre de 2013 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	5.152.429	5.152.429
Resultado del año	593.981	593.981
Provisión dividendo mínimo del año	(193.051)	(193.051)
Totales 31/12/2013	5.553.359	5.553.359

La utilidad distribuible del ejercicio 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora, esto es M\$593.981 y que corresponde a USD\$1.226.630.

	Utilidades distribuibles M\$	Total al 31 de diciembre de 2012 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2012	10.062.383	10.062.383
Resultado del año	2.929.442	2.929.442
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(6.930.847)	(6.930.847)
Provisión dividendo mínimo del año	(908.549)	(908.549)
Totales 31/12/2012	5.152.429	5.152.429

La utilidad distribuible del ejercicio 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora, esto es M\$ 2.929.442 y que corresponde a USD\$6.309.892.

12.2 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.

12.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

13. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Venta de Energía	26.211.335	26.275.142
Ventas de energía	26.211.335	26.275.142
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	26.211.335	26.275.142
Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Otros Ingresos	286.059	135.640
Total Otros ingresos, por naturaleza	286.059	135.640

14. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	25.326.140	24.153.122

15. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	4.979	4.903
Provisiones y Castigos	(10.781)	(53.919)
Gastos de Administración	79.342	143.294
Total Otros Gastos por Naturaleza	73.540	94.278

16. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	88.502	43.534
Otros ingresos financieros	404.895	674.347
Total Ingresos Financieros	493.397	717.881

Costos Financieros	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Gastos bancarios	(47)	(109)
Total Costos Financieros	(47)	(109)
Resultado por unidades de reajuste	6.992	7.355
Diferencias de cambio	(726.404)	578.655
Positivas	-	578.655
Negativas	(726.404)	-
Total Costo Financiero	(719.459)	585.901
Total Resultado Financiero	(226.062)	1.303.782

17. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

18. Medio Ambiente

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

19. Garantías Comprometidas con Terceros

Al 31 de diciembre 2013 en la Sociedad no existen garantías comprometidas con terceros.

20. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2013 no existen garantías extendidas a terceros.

21. Moneda extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	2.052.982	1.237.519
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	Peso chileno	Dólar	1.329.646	2.266.130
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	Peso chileno	Dólar	6.548.679	6.709.778
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	197.485	91.647
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			10.128.792	10.305.074
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Otros Activos No Financieros, No Corriente	Peso chileno	Dólar	69.890	63.942
Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	39.324	69.282
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			109.214	133.224
TOTAL ACTIVOS			10.238.006	10.438.298
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	1.431.200	1.123.737
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	472.003	1.223.582
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	82.351	906.843
Otras Provisiones a Corto Plazo	Peso chileno	Dólar	69.822	92.756
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	23	46
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			2.055.399	3.346.964
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	-	1.046
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			-	1.046
TOTAL PASIVOS			2.055.399	3.348.010