

Estados Financieros Consolidados Intermedios

**correspondientes al período terminado al
30 de septiembre de 2015 y al año terminado
al 31 de diciembre de 2014**

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

En miles de pesos – M\$

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera, Clasificados
 Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	31.926.219	60.552.134
Otros activos no financieros corrientes		410.639	579.702
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	83.458.551	99.677.686
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	2.456.835	2.596.731
Inventarios corrientes	8	11.451.607	10.483.915
Activos por impuestos corrientes, corriente	9	7.396.384	3.025.662
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.		137.100.235	176.915.830
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		137.100.235	176.915.830
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	5	3.597.991	5.479.871
Otros activos no financieros no corrientes		154.082	141.828
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	11.395.900	11.361.669
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	10	41.384.719	24.344.968
Plusvalía	11	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	12	387.954.141	356.634.655
Activos por impuestos diferidos	13	10.247.088	9.691.564
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		629.149.927	582.070.561
TOTAL ACTIVOS		766.250.162	758.986.391

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Situación Financiera, Clasificados
 Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	14	11.534.154	9.493.092
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	39.241.727	43.950.444
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	73.053.779	72.246.641
Otras provisiones corrientes	17	1.350.086	205.587
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	9	2.598.496	3.174.313
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	3.485.315	4.383.028
Otros pasivos no financieros corrientes	18	21.663.581	22.821.402
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		152.927.138	156.274.507
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		152.927.138	156.274.507
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	14	160.194.894	159.525.130
Pasivo por impuestos diferidos	13	17.055.204	16.213.863
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	19.521.775	16.454.168
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	5.574.318	4.497.057
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		202.346.191	196.690.218
TOTAL PASIVOS		355.273.329	352.964.725
PATRIMONIO			
Capital emitido	19	304.501.634	304.501.634
Ganancias acumuladas	19	68.313.618	74.888.725
Otras reservas	19	21.336.798	21.331.622
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		394.152.050	400.721.981
Participaciones no controladoras	19	16.824.783	5.299.685
TOTAL PATRIMONIO		410.976.833	406.021.666
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		766.250.162	758.986.391

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Resultados Integrales		01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/07/2015	01/07/2014
Ganancia	Nota	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015	30/09/2014
		M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	227.678.786	211.277.449	75.282.184	69.104.321
Otros ingresos	20	19.152.085	16.623.286	7.281.980	6.322.044
Materias primas y consumibles utilizados	21	(165.508.318)	(151.185.298)	(54.070.489)	(49.037.893)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(11.609.881)	(10.340.144)	(3.992.256)	(3.766.849)
Gasto por depreciación y amortización	23	(12.343.003)	(10.600.866)	(4.120.015)	(3.876.853)
Otros gastos, por naturaleza	24	(26.013.823)	(21.569.315)	(9.405.639)	(7.355.295)
Otras ganancias (pérdidas)		106.066	(24.883)	(32.256)	238
Ingresos financieros	25	2.522.379	1.101.675	913.662	332.904
Costos financieros	25	(5.859.129)	(4.546.632)	(2.072.044)	(1.713.109)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	32	(2.883.195)	(1.614.908)	(1.468.930)	(560.676)
Diferencias de cambio	25	1.467.712	(1.118.065)	1.348.979	(684.422)
Resultados por unidades de reajuste	25	(4.509.962)	(3.727.823)	(2.274.587)	(726.802)
Ganancia, antes de impuestos		22.199.717	24.274.476	7.390.589	8.037.608
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(5.007.346)	(4.526.281)	(1.892.659)	(1.946.910)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		17.192.371	19.748.195	5.497.930	6.090.698
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas					
Ganancia		17.192.371	19.748.195	5.497.930	6.090.698
Ganancia, atribuible a					
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		16.918.447	19.457.885	5.395.923	5.968.283
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	19	273.924	290.310	102.007	122.415
Ganancia		17.192.371	19.748.195	5.497.930	6.090.698
Ganancia por acción básica					
Ganancia por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	0,0018787	0,0021607	0,0005992	0,0006627
Ganancia por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción	-	-	-	-
Ganancia por acción básica	\$/acción	0,0018787	0,0021607	0,0005992	0,0006627

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Otros Resultados Integrales
 Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2015 al 30/09/2015 M\$	01/01/2014 al 30/09/2014 M\$	01/07/2015 30/09/2015 M\$	01/07/2014 30/09/2014 M\$
Ganancia		17.192.371	19.748.195	5.497.930	6.090.698
Otro resultado integral					
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	17	(575.190)	(241.029)	(36.825)	(57.115)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(575.190)	(241.029)	(36.825)	(57.115)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		1.885.619	1.114.520	1.149.252	690.057
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		1.885.619	1.114.520	1.149.252	690.057
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(1.878.671)	-	(1.596.556)	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(1.878.671)	-	(1.596.556)	-
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(495.058)	(1.562.412)	(860.453)	(1.521.346)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(495.058)	(1.562.412)	(860.453)	(1.521.346)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	13	155.301	50.616	9.942	13.833
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		155.301	50.616	9.942	13.833
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	13	422.701	-	359.225	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		422.701	-	359.225	-
Otro Resultado Integral		(485.298)	(638.305)	(975.415)	(874.571)
Resultado Integral Total		16.707.073	19.109.890	4.522.515	5.216.127
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		16.923.623	18.820.141	4.862.876	5.093.121
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		(216.550)	289.749	(340.361)	123.006
Resultado Integral Total		16.707.073	19.109.890	4.522.515	5.216.127

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas							Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2015	304.501.634	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											16.918.447	16.918.447	273.924	17.192.371
Otro resultado integral					1.461.896	(1.038.757)	(417.963)			5.176		5.176	(490.474)	(485.298)
Resultado integral					1.461.896	(1.038.757)	(417.963)			5.176		16.923.623	(216.550)	16.707.073
Dividendos											(23.493.554)	(23.493.554)		(23.493.554)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incrementos (disminuciones) por otros cambios													11.741.648	11.741.648
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.461.896	(1.038.757)	(417.963)	-	-	5.176	(6.575.107)	(6.569.931)	11.525.098	4.955.167
Saldo Final al 30/09/2015	304.501.634	-	-	-	1.994.312	(4.820.687)	(794.722)	-	24.957.895	21.336.798	68.313.618	394.152.050	16.824.783	410.976.833

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas							Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2014	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Ajustes de Períodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Períodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											19.457.885	19.457.885	290.310	19.748.195
Otro resultado integral					986.611	(1.435.617)	(188.738)			(637.744)		(637.744)	(561)	(638.305)
Resultado integral					986.611	(1.435.617)	(188.738)			(637.744)		18.820.141	289.749	19.109.890
Dividendos											(5.837.366)	(5.837.366)		(5.837.366)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incrementos (disminuciones) por otros cambios											(1.195.406)	(1.195.406)	(171.755)	(1.367.161)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	986.611	(1.435.617)	(188.738)	-	-	(637.744)	12.425.113	11.787.369	117.994	11.905.363
Saldo Final al 30/09/2014	304.501.634	-	-	-	390.893	(3.115.411)	(322.431)	-	24.957.895	21.910.946	69.372.674	395.785.254	5.215.839	401.001.093

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados Intermedios de Flujo de Efectivo Directo

Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014
(En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2015 al 30/09/2015 M\$	01/01/2014 al 30/09/2014 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		313.687.631	252.901.681
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		313.515.651	252.786.377
Otros cobros por actividades de operación		-	59.054
		171.980	56.250
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(261.055.220)	(225.861.048)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(246.458.998)	(214.293.392)
Otros pagos por actividades de operación		(11.349.940)	(9.467.189)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(3.246.282)	(2.100.467)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(4.878.655)	(2.913.491)
		12.340	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		47.766.096	24.127.142
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión		-	(273.014)
Préstamos a entidades relacionadas		(500)	(818.100)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		1.050	7.210
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(53.078.779)	(24.830.239)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(8.809.848)	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		9.568.027	-
Cobros a entidades relacionadas		418.600	200.000
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		1.184.789	401.057
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(50.716.661)	(25.313.086)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de otros instrumentos de patrimonio		31.329	-
Préstamos de entidades relacionadas		24.835.736	23.469.795
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(4.156.802)	(3.976.167)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(18.546.931)	(12.659.714)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		4.788.912	834.775
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(26.737.753)	(8.191.921)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(6.117.558)	(4.617.113)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(25.903.067)	(5.140.345)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(28.853.632)	(6.326.289)
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		227.717	(7.737)
		227.717	(7.737)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo			
		(28.625.915)	(6.334.026)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		60.552.134	19.787.017
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	4	31.926.219	13.452.991

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	10
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	12
2.1	Principios contables	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	12
2.3	Cambio Contable.....	15
2.4	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	15
2.5	Período cubierto	16
2.6	Bases de preparación.....	17
2.7	Principios de consolidación y combinación de negocios	17
2.8	Moneda funcional.....	18
2.9	Bases de conversión	19
2.10	Compensación de saldos y transacciones	19
2.11	Propiedades, planta y equipo	19
2.12	Activos intangibles.....	21
2.12.1	Plusvalía comprada	21
2.12.2	Servidumbres.....	21
2.12.3	Programas informáticos	21
2.12.4	Costos de investigación y desarrollo	21
2.13	Deterioro de los activos	21
2.14	Arrendamientos	22
2.15	Instrumentos financieros	22
2.15.1	Activos Financieros no derivados.....	23
2.15.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	23
2.15.3	Pasivos financieros no derivados	23
2.15.4	Derivados y operaciones de cobertura	23
2.15.5	Instrumentos de patrimonio.....	24
2.16	Inventarios.....	25
2.17	Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación.....	25
2.18	Otros pasivos no financieros	25
2.18.1	Ingresos diferidos.....	25
2.18.2	Subvenciones estatales	25
2.18.3	Obras en construcción para terceros.....	25
2.19	Provisiones.....	26
2.20	Beneficios a los empleados	26
2.21	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	26
2.22	Impuesto a las ganancias	27
2.23	Reconocimiento de ingresos y gastos	28
2.24	Ganancias por acción.....	28
2.25	Dividendos	28
2.26	Estado de flujos de efectivo.....	28
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	29
3.1	Generación eléctrica.....	29
3.2	Transmisión y subtransmisión	30
3.3	Distribución	31
3.4	Marco regulatorio	32
3.4.1	Aspectos generales	32
3.4.2	Ley Corta I	32
3.4.3	Ley Corta II	32
3.4.4	Ley Tokman.....	33
3.4.5	Ley ERNC.....	33
3.4.6	Ley que crea el Ministerio de Energía	33
3.4.7	Ley Net Metering.....	33
3.4.8	Ley de Concesiones	33
3.4.9	Ley de Licitación de ERNC	33
3.4.10	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	33
3.4.11	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS;.....	33
3.4.12	Modificación Estructura Ministerio de Energía.....	34
3.4.13	Otras modificaciones en curso	34
3.4.14	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	35
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	36
5	Otros Activos Financieros.....	37
6	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	38
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	42

8	Inventarios.....	46
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	47
10	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	48
11	Plusvalía Comprada	49
12	Propiedades, planta y equipo	50
13	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	52
	13.1 Impuesto a la renta.....	52
	13.2 Impuestos diferidos	53
14	Otros Pasivos Financieros	54
15	Política de Gestión de Riesgos	61
	15.1 Riesgo de negocio.....	61
	15.1.1 Riesgo Regulatorio	61
	15.2 Riesgo financiero.....	65
	15.2.1 Tipo de cambio	65
	15.2.2 Variación UF	66
	15.2.3 Tasa de interés.....	66
	15.2.4 Riesgo de liquidez.....	67
	15.2.5 Riesgo de crédito.....	67
	15.2.6 Instrumentos financieros por categoría	68
	15.2.7 Instrumentos derivados.....	69
	15.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros.....	70
16	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	71
17	Provisiones.....	72
	17.1 Provisiones corrientes	72
	17.1.1 Otras Provisiones.....	72
	17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	73
	17.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	74
	17.3 Juicios y multas.....	76
	17.3.1 Juicios.....	76
	17.3.2 Multas	77
18	Otros Pasivos no Financieros	77
19	Patrimonio	78
	19.1 Patrimonio neto de la Sociedad.....	78
	19.1.1 Capital suscrito y pagado	78
	19.1.2 Dividendos	78
	19.1.3 Otras reservas	78
	19.1.4 Diferencias de conversión.....	79
	19.1.5 Ganancias Acumuladas	80
	19.2 Gestión de capital.....	80
	19.3 Restricciones a la disposición de fondos	80
	19.4 Participaciones no controladoras.....	80
20	Ingresos	81
21	Materias Primas y Consumibles Utilizados	81
22	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	81
23	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	82
24	Otros Gastos por Naturaleza	82
25	Resultado Financiero.....	83
26	Información por Segmento	83
27	Hechos Posteriores	87
28	Medio Ambiente	87
29	Garantías Comprometidas con Terceros	88
30	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	89
31	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	89
32	Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos	90
33	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	92
34	Moneda Extranjera	93

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES **Notas a los estados financieros consolidados intermedios**

Al 30 de septiembre de 2015
(En miles de pesos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.), en adelante la “Sociedad” o “Saesa” se constituyó bajo el nombre “Inversiones Los Lagos II Limitada” (“**Los Lagos II**”) producto de la división de la sociedad Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades de responsabilidad limitada, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades que nacieron a raíz de dicha división, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada, Inversiones Los Lagos III Limitada e Inversiones Los Lagos IV Limitada. A Los Lagos II se le asignaron en dicha división las acciones que Inversiones Los Lagos Limitada mantenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (ver párrafo 3). Dicha división se efectuó mediante escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009.

Mediante escritura pública de fecha 15 de diciembre de 2009, los Socios de Los Lagos II acordaron su transformación en sociedad anónima, pasando a denominarse “Inversiones Los Lagos II S.A.”

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011, se produjo la fusión por absorción de Sociedad Austral de Electricidad S.A. RUT N°96.956.660-5 (en adelante, “**Antigua Saesa**”) en Los Lagos II, adquiriendo esta última, como continuadora, todos los activos y pasivos de Antigua Saesa, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos II S.A. pasó a denominarse, a partir de la fecha de materialización de la fusión, “**Sociedad Austral de Electricidad S.A.**”

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1072 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen, inscrita con el número 28 y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 269.

Las sociedades filiales no inscritas son Sociedad Generadora Austral S.A., SGA, Sistema de Transmisión del Norte S.A., STN y Sistema de Transmisión del Centro S.A., STC.

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

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial STS desarrolla la actividad de transmisión, que corresponde principalmente al servicio de transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía. La participación de Saesa en la sociedad es de un 90%. Actualmente STN se encuentra desarrollando un sistema de transmisión cuyo propósito será abastecer los nuevos requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La fecha de puesta en servicio del sistema de transmisión es durante el primer semestre de 2016.

Con fecha 4 de marzo de 2015, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de sus propiedad o de terceros. La participación de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la sociedad es de un 50,1%. Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto de Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián – Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio (2017).

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros Consolidados Intermedios de la Sociedad y sus filiales terminados el 30 de septiembre de 2015, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de noviembre de 2015. 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 2015:

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados</p> <p>Las modificaciones permiten que las contribuciones que son independientes del número de años de servicio puedan ser reconocidos como una reducción en el costo por servicio en el período en el cual el servicio es prestado, en lugar de asignar las contribuciones a los períodos de servicio. Otras contribuciones de empleados o terceros se requiere que sean atribuidas a los períodos de servicio ya sea usando la fórmula de contribución del plan o sobre una base lineal. Las modificaciones son efectivas para períodos que comienzan en o después del 1 de julio de 2014, se permite la aplicación anticipada</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF</p> <p>NIIF 2 Pagos basados en acciones - El Apéndice A "Definiciones de términos" fue modificado para (i) cambiar las definiciones de 'condición de consolidación (irrevocabilidad)' y 'condición de mercado', y (ii) agregar definiciones para 'condición de desempeño' y 'condición de servicio' las cuales fueron previamente incluidas dentro de la definición de 'condición de consolidación (irrevocabilidad)'.</p> <p>NIIF 3 Combinaciones de Negocios - Las modificaciones aclaran que una consideración contingente que está clasificada como un activo o un pasivo debería ser medida a valor razonable a cada fecha de reporte</p> <p>NIIF 8 Segmentos de Operación - Las modificaciones exigen a una entidad revelar los juicios realizados por la administración en la aplicación del criterio de agregación de segmentos de operación.</p> <p>NIIF 13 Mediciones de Valor Razonable - Aclara que la emisión de NIIF 13 y las consecuentes modificaciones a IAS 39 y NIIF 9 no elimina la capacidad para medir las cuentas por cobrar y por pagar que no devengan intereses al monto de las facturas sin descontar, si el efecto de no descontar es inmaterial.</p> <p>NIC 16 Propiedad, Planta y Equipo- NIC 38 Activos Intangibles - Las modificaciones eliminan las inconsistencias percibidas en la contabilización de la depreciación / amortización cuando un ítem de propiedad planta y equipo o un activo intangible es revaluado.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>

<p>NIC 24 Revelaciones de Partes Relacionadas - Las modificaciones aclaran que una entidad administradora que proporciona servicios de personal clave de administración a una entidad que reporta es una parte relacionada de la entidad que reporta.</p>	
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>NIIF 1 Adopción por Primera Vez de las NIIF - Aclara que un adoptador por primera vez está permitido, pero no obligado, a aplicar una nueva NIIF que todavía no es obligatoria si esa NIIF permite aplicación anticipada.</p> <p>NIIF 3 Combinaciones de Negocios - Aclara que NIIF 3 no aplica a la contabilización de la formación de todos los tipos de acuerdos conjuntos en los estados financieros del propio acuerdo conjunto.</p> <p>NIIF 13 Mediciones de Valor Razonable - Alcance de la excepción de cartera (párrafo 52)</p> <p>NIC 40 Propiedad de Inversión - NIC 40 fue modificada para aclarar que esta norma y NIIF 3 <i>Combinaciones de Negocios</i> no son mutuamente excluyentes y la aplicación de ambas normas podría ser requerida.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIIF 9, Instrumentos Financieros</p> <p>NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro.</p> <p>El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 “Instrumentos Financieros” incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias</p> <p>Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, están involucradas en actividades con tarifas reguladas, y reconocimiento de importes por diferimiento de saldos de cuentas regulatorias en sus anteriores principios contables generalmente aceptados. Esta norma requiere la presentación por separado de los saldos diferidos de cuentas regulatorias en el estado de situación financiera y los movimientos de los saldos en el estado de resultados integrales.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p>Esta nueva norma, proporciona un modelo único basado en principios, a través de cinco pasos que se aplicarán a todos los contratos con los clientes, i) identificar el contrato con el cliente, ii) identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, iii) determinar el precio de la transacción, iv) asignar el precio de transacción de las obligaciones de ejecución de los contratos, v) reconocer el ingreso cuando (o como) la entidad satisface una obligación de desempeño.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38) - Las enmiendas son una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11)</p> <p>Modifica la NIIF 11 Acuerdos conjuntos para exigir a una entidad adquirente de una participación en una operación conjunta en la que la actividad constituye un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - aplicar todas las combinaciones de negocios que representan los principios de la NIIF 3 y otras NIIF - revelar la información requerida por la NIIF 3 y otras NIIF para las combinaciones de negocios 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Agricultura: Plantas “para producir frutos” (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41)</p> <p>Introduce el término “plantas para producir frutos” en el ámbito de la aplicación de la NIC 16 en lugar de la NIC 41, lo que permite este tipo de activos se contabilicen como una propiedad, planta y equipo y medición posterior al reconocimiento inicial sobre la base del costo o revaluación de acuerdo con la NIC 16.</p> <p>La definición de “plantas para producir frutos” como una planta como una planta viva que se utiliza en la producción o suministro de productos agrícolas, que se espera tener los productos para más de un punto y tiene un riesgo remoto de que se venden como productos agrícolas.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p>Las enmiendas restablecen el método de la participación como una opción de contabilidad para las Inversiones en Subsidiarias, Negocios Conjuntos y Asociadas en los Estados Financieros separados de una entidad.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Venta o aportación de activos entre un Inversionista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)</p> <p>Modificación para aclarar el tratamiento de la venta o la aportación de los activos de un inversor a la asociada o negocio conjunto, de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> -requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) -requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. <p>Estos requisitos se aplican independientemente de la forma jurídica de la transacción, por ejemplo, si la venta o aportación de activos se produce por una transferencia de acciones del inversor en una subsidiaria que posee los activos (lo que resulta en la pérdida de control de la filial), o por la venta directa de los mismos activos.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016, en forma prospectiva</p>
<p>Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)</p> <p>La iniciativa está compuesta por una serie de proyectos más pequeños que tienen como objetivo estudiar las posibilidades para ver la forma de mejorar la presentación y revelación de principios y requisitos de las normas ya existentes.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28)</p> <p>Entidades de Inversión.</p> <p>Para abordar los problemas que han surgido en el contexto de la aplicación de la excepción de consolidación de entidades de inversión.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

<p>Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuas - Agrega una guía específica para NIIF 5 para los casos en que una entidad tiene que reclasificar un activo disponible para la venta a mantenido para distribuir a los propietarios o viceversa, y en los casos en que la contabilidad de los mantenidos para distribuir se interrumpe.</p> <p>NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar: (con las siguientes modificaciones a la NIIF 1) - Agrega una guía adicional para aclarar si un contrato de presentación de servicios continúa su participación en un activo transferido con el propósito de determinar las revelaciones requeridas. Aclara la aplicabilidad de las enmiendas a NIIF 7 en revelaciones compensatorias a los estados financieros intermedios condensados.</p> <p>NIC 19 Beneficios a los empleados - Aclara que los bonos corporativos de alta calidad empleados en la estimación de la tasa de descuento para los beneficios post-empleo deben estar denominados en la misma moneda que la del beneficio a pagar</p> <p>NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de “en otro lugar del informe intermedio” y requiere una referencia cruzada.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
--	---

La Sociedad se encuentra estudiando el impacto de la NIIF 9 y NIIF 15. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, la Sociedad estima que no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados al momento de su adopción.

2.3 Cambio Contable

La Superintendencia de Valores y Seguros, en virtud de sus atribuciones, con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas a registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio, las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N°20.780.

Este pronunciamiento difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

Esta instrucción emitida por la SVS significó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados al 30 de septiembre de 2014 por un importe de M\$1.220.122, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año 2014.

2.4 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en estos estados financieros preparados según lo indicado en nota 2.1.

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocida dentro de otros resultados integrales del período.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.5 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados Intermedios comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados intermedios y anual de Saesa y filiales al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados intermedios por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014 y tres meses entre el 1 de julio al 30 de septiembre de 2015 y 2014.

- Estados de Cambios en el Patrimonio por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados intermedios por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014.

2.6 Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados intermedios de la Sociedad y sus filiales terminados el 30 de septiembre de 2015, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB") siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°34 "Información Financiera Intermedia", excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3 para el período septiembre 2014-diciembre 2014).

2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

Los estados financieros consolidados intermedios incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

- (a) poder sobre la inversión (es decir derechos existentes que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada, es decir, las actividades que afectan de forma significativa a los rendimientos de la participada);
- (b) exposición, o derecho, a rendimientos variables procedentes de su involucramiento en la participada; y
- (c) capacidad de utilizar su poder sobre la participada para influir en sus rendimientos.

Cuando la Sociedad tiene menos que la mayoría de los derechos a voto de una sociedad participada, tiene el poder sobre la sociedad participada cuando estos derechos a voto son suficientes para darle en la práctica la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada unilateralmente. La Sociedad considera todos los hechos y circunstancias para evaluar si los derechos a voto en una participada son suficientes para darle el poder, incluyendo:

- (a) el número de los derechos de voto que mantiene el inversor en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de voto;
- (b) los derechos de voto potenciales mantenidos por el inversor, otros tenedores de voto u otras partes;
- (c) derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- (d) cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que el inversor tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el período se incluyen en los estados financieros consolidados de resultados integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

La ganancia o pérdida de cada componente de otros resultados integrales son atribuidas a los propietarios de la Sociedad y a la participación no controladora, según corresponda. El total de resultados integrales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aun cuando el resultado de la participación no controladora tenga un déficit de saldo.

Si una filial utiliza políticas contables diferentes de las adoptadas en los estados financieros consolidados, para transacciones y otros sucesos similares en circunstancias parecidas, se realizarán los ajustes adecuados en los estados financieros de las filiales al elaborar los estados financieros consolidados para asegurar la conformidad con las políticas contables de la Sociedad.

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre las entidades del grupo, son eliminados en la consolidación.

La conversión de los estados financieros de las filiales Sociedad Generadora Austral S.A., Sistema de Transmisión del Norte S.A. y Sistema de Transmisión del Centro S.A. con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambios existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

El detalle del grupo consolidado se presenta a continuación:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2014
				30/09/2015			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,4560%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2173%	0,0000%	93,2173%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	USD	90,0000%	0,0000%	90,0000%	90,0000%
CHILE	76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	USD	0,0000%	50,1000%	50,1000%	0,0000%

Con fecha 4 de marzo de 2015, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron Sistema de Transmisión del Centro S.A., "STC", cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

2.8 Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones 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 incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales es como sigue:

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

2.9 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realizan la Sociedad y sus filiales en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

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

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:

	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2014
Dólar Estadounidense	698,72	606,75	599,22
Unidad de Fomento	25.346,89	24.627,10	24.168,02

2.10 Compensación de saldos y transacciones

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

2.11 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	30/09/2015	30/09/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	1.117.343	656.014
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,42%	3,77%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$ 1.614.115 por el período terminado al 30 de septiembre de 2015 y a M\$1.207.238 por el período terminado al 30 de septiembre de 2014 (ver nota 22).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y Equipos:	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas:	10

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

2.12 Activos intangibles

2.12.1 Plusvalía comprada

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

2.12.2 Servidumbres

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

2.12.3 Programas informáticos

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

2.12.4 Costos de investigación y desarrollo

Durante los períodos presentados, la Sociedad y sus filiales no han registrado costos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el período en que ocurren. Tampoco han 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 período en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.13 Deterioro de los activos

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

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

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

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

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad y sus filiales preparan las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo que reflejan las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad y sus filiales tienen políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.14 Arrendamientos

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

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

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

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

2.15 Instrumentos financieros

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

2.15.1 Activos Financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

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

2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja, con vencimiento de hasta tres meses y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

2.15.3 Pasivos financieros no derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

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

2.15.4 Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad y sus filiales.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad y sus filiales clasifican el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales en forma habitual realizan un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad y sus filiales proceden a su valoración y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.15.5 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad y sus filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad y sus filiales sólo tienen emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.16 Inventarios

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

2.17 Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas o negocios conjuntos por el método de la participación. Asociadas son sociedades en que tiene una influencia significativa y negocios conjuntos son aquellos acuerdos que se someten a control conjunto.

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

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

2.18 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.18.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado de situación financiera y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", la sociedad filial STS ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la Sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

2.18.2 Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad y sus filiales cumplirán con todas las condiciones establecidas.

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

2.18.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera

cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.19 Provisiones

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

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

2.20 Beneficios a los empleados

- *Beneficios a los empleados a corto plazo, largo plazo y beneficios por terminación.*

La Sociedad y sus filiales reconocen el importe de los beneficios que han de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes por beneficios a los empleados.

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

- *Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio*

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del período.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 2,04% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.21 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado 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 y sus filiales, mediante

contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.22 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del periodo, se define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del periodo, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia cuando los activos se recuperen y los 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.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

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

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

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, de acuerdo a NIC 12.

Lo anterior con excepción de la aplicación en el año 2014 del Oficio Circular N° 856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), el 17 de octubre de 2014, el que establece que las diferencias en pasivos y activos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N°20.780 (ver párrafos siguientes), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo (2014) contra patrimonio (ver nota Cambio Contable).

El 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el D. O. la Ley N°20.780 que modifica el Sistema de Tributación de la Renta e introduce diversos ajustes al sistema tributario. Entre otros cambios, a partir del 1 de enero de 2017 la Reforma propone dos regímenes tributarios distintos para las empresas con renta efectiva y contabilidad completa, que si bien mantienen las características del sistema integrado, se diferencian en la tasa de impuesto de primera categoría y en la oportunidad de pago de los impuestos terminales (impuesto global complementario o adicional).

Uno de ellos es el "Régimen de Renta Atribuida", que aumenta las tasas de Impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016 y un 25% para el 2017 en adelante. El otro es el "Régimen Parcialmente Integrado" que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante.

No obstante lo anterior, en Agosto del 2015 el Gobierno anunció que enviará un proyecto de ley para modificar la Reforma Tributaria y que deberá ser aprobado por el Congreso, esto con el fin de simplificar en forma técnica los nuevos regímenes tributarios entre otros cambios. Esta modificación implica que aquellas sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean exclusivamente “personas naturales y contribuyentes del global complementario” podrán optar al Régimen de Renta Atribuida y aquellas sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean “personas jurídicas” deberán regirse por el Régimen Parcialmente Integrado. Este último requisito es cumplido por la Sociedad y sus filiales, razón por la que han mantenido preliminarmente el “Régimen Parcialmente Integrado”.

2.23 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.24 Ganancias por acción

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

2.25 Dividendos

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

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

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

2.26 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 y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la 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 que 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 y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: 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 (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelaysen), 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 Los Lagos, Aysén y Magallanes.

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:** Hasta el año 2014 pertenecían 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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- 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 el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 15 años. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de subtransmisión se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

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.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de la filial Edelaysen, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que algunos son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), como es el caso de Edelaysen, quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

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 Distribución

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

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

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

a) *Clientes Regulados*

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW (y posteriormente inferior a 5 MW) se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

b) Clientes Libres

Hasta el año pasado, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. A las modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, 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"), se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

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

3.4.2 Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación (nuevo régimen tarifario en Sistemas Medianos, introduce el concepto de servicio complementario como aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos tales como la regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc. y la modificación a la banda entre precios de nudo de clientes libres) y en el transporte de electricidad (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y peajes de distribución). Adicionalmente, reduce el límite de tamaño de potencia conectada para que los clientes finales puedan optar por un régimen libre de precios y adicionalmente introduce la figura del Panel de Expertos como 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.

3.4.3 Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. En ese sentido, los

principales cambios introducidos dicen relación con que las distribuidoras 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. Para ello 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. Adicionalmente, las distribuidoras no podrán traspasar a sus clientes regulados precios a nivel de generación-transporte que sobrepase en más de un 5% el precio promedio de compra del sistema. Asimismo, los niveles de precios se actualizarán cada vez que algún precio de compra experimente una variación superior al 10%. Por otra parte, los generadores tendrán la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4 Ley Tokman

En septiembre de 2007, se publica la Ley N° 20.220 que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos, ante el término anticipado de contrato de suministro o la quiebra de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

3.4.5 Ley ERNC

En abril de 2008, se publica la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

3.4.6 Ley que crea el Ministerio de Energía

En diciembre de 2009, se publica la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

3.4.7 Ley Net Metering

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 que fomenta la generación distribuida residencial.

3.4.8 Ley de Concesiones

Durante octubre de 2013 se publicó la Ley N° 20.701, que modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de concesiones.

3.4.9 Ley de Licitación de ERNC

También durante octubre de 2013 fue promulgada la Ley N° 20.698 que modifica la Ley N° 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.

3.4.10 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

Durante febrero de 2014 se publicó la Ley N° 20.726, que modifica la LGSE, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

3.4.11 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

A mediados de septiembre de 2014, el Ejecutivo ingresó al Congreso una iniciativa legal que Introduce modificaciones a la LGSE, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios relacionadas con:

- Rol del licitante y de la autoridad;
- Licitaciones de corto y largo plazo;
- Precio máximo de ofertas y revisión de precios;
- Flexibilidad para postergar el inicio del suministro;
- Flexibilidad para el criterio de evaluación de ofertas;
- Suministro sin contrato;
- Límite Clientes Regulados: sube de 2.000 a 5.000 KW.

Esta iniciativa se publicó en el Diario Oficial el 29.01.2015, (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía)

3.4.12 Modificación Estructura Ministerio de Energía

Se publicó en el Diario Oficial el 22.9.14 la Ley N° 20.776 del Ministerio de Energía, el cual modifica la estructura del Ministerio de Energía, incluyendo la creación de los 9 SEREMIS de Energía en las regiones del país que previamente no tenían.

3.4.13 Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del año 2014, en el Congreso permanecía sin tramitación por casi un año el proyecto de Ley conocido como 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.

A mediados de mayo del 2014, el Gobierno dio a conocer la “Agenda Energética” mediante la cual establece los pilares en que se sustentará su política energética, que incluye además las metas, objetivos establecidos y una agenda legislativa para modificaciones a la normativa vigente y puesta al día de varios Reglamentos. Dentro de los aspectos de mayor relevancia legislativa en materia de electricidad y que se encuentran pendientes se encuentran los siguientes:

- Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica;
- Ley de Eficiencia Energética;
- Ley de Impulso a la Geotermia;
- Modernización y Fortalecimiento de la SEC;
- Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.

Respecto al primer punto, durante el segundo semestre del 2015 se ha ingresado al Congreso un proyecto de ley, preparado por el Ministerio de Energía, que modifica principalmente la tarificación en transmisión. Los principales cambios en la propuesta son:

- a) Definición funcional de la transmisión: forman parte de la transmisión todas aquellas instalaciones que no estén destinadas a distribución, con independencia de su nivel de tensión.
- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión, independiente de la demanda. Así, se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico.
- c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.
- d) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la RCA correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

Con respecto a Eficiencia Energética, durante el segundo semestre del 2015 se realizarán diversas mesas de trabajo público-privado con el objeto de relevar los temas a considerar por el Ministerio de Energía en el proyecto de ley que enviarán al Congreso durante principio del 2016.

En cuanto al marco regulatorio de los Sistemas Medianos, el Ministerio ha extendido una invitación a las empresas operadoras de dichos Sistemas, para que durante el 2015 participen de las distintas actividades de discusión tendientes a elaborar una propuesta de nueva normativa para ser ingresada al Congreso durante el 2016.

3.4.14 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.
- e) **Panel de Expertos**: Órgano permanente creado para la resolución de conflictos (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.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Efectivo en Caja	1.536.290	2.157.617
Saldo en Bancos	1.025.445	1.356.404
Depósitos a plazo	12.397.954	46.615.535
Otros instrumentos de renta fija	16.966.530	10.422.578
Totales	31.926.219	60.552.134

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como, fondos mutuos, de plazo inferior a 3 meses desde la fecha de la inversión, que son tomados por la Sociedad y sus filiales de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la 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 de los Depósitos a corto plazo y Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saesa	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	-	5.001.650
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	3.037.137	10.037.171
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	2.858.534	26.069.767
Edelaysen	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	4.001.200	2.001.320
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	500.483	500.285
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	-	1.000.280
SGA	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	2.000.600	2.005.062
Totales			12.397.954	46.615.535

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saesa	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.197.533	4.978.185
Saesa	Bice Inversiones AGF S.A. Bice Manager Serie I	Fondos Mutuos	3.752.886	-
Saesa	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	1.734.555	-
STS	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.027.937	-
STS	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	69.526
STS	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	321.801	-
Luz Osorno	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	802.155	226.559
Edelaysen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	2.478.745	1.256.947
Edelaysen	Bice Inversiones AGF S.A. Bice Manager Serie I	Fondos Mutuos	1.937.519	-
SGA	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	-	1.303.848
SGA	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.687.679	-
SGA	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	1.771.670	-
STC	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	214.522	-
STN	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	39.528	2.587.513
Totales			16.966.530	10.422.578

c) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes al efectivo, es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	31.852.862	60.480.203
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	73.357	71.931
Totales		31.926.219	60.552.134

5 Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Otros activos financieros	Moneda	Corriente		No Corriente	
		30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Remanente crédito fiscal (*)	CLP	-	-	3.597.991	5.479.871
Totales		-	-	3.597.991	5.479.871

(*) Estos activos corresponden a remanente crédito fiscal (Impuesto específico por petróleo diesel), que se recuperarán en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la Sociedad y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

6 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	30/09/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	75.145.503	-	87.493.428	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	14.550.521	12.160.339	18.588.212	11.886.108
Totales	89.696.024	12.160.339	106.081.640	11.886.108

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	30/09/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	2.218.962	-	2.419.931	-
Otras cuentas por cobrar	4.018.511	764.439	3.984.023	524.439
Totales	6.237.473	764.439	6.403.954	524.439

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	30/09/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	72.926.541	-	85.073.497	-
Otras cuentas por cobrar, neto	10.532.010	11.395.900	14.604.189	11.361.669
Totales	83.458.551	11.395.900	99.677.686	11.361.669

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Facturados	39.430.620	42.120.204
Energía y peajes	27.391.474	26.432.554
Anticipos para importaciones y proveedores	598.478	578.312
Cuenta por cobrar proyectos en curso	608.393	896.214
Otros	10.832.275	14.213.124
No Facturados o provisionados	48.232.451	62.250.858
Peajes uso de líneas eléctricas	2.825.319	2.470.036
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	29.773.508	43.141.348
Energía en medidores (*)	15.155.202	15.449.490
Provisión ingresos por obras	327.649	1.074.278
Otros	150.773	115.706
Otros (Cuenta corriente empleados)	2.032.953	1.710.578
Totales, Bruto	89.696.024	106.081.640
Provisión deterioro	(6.237.473)	(6.403.954)
Totales, Neto	83.458.551	99.677.686

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes.

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.232.428	2.257.200
Anticipos para importaciones y proveedores	598.478	578.312
Cuenta por cobrar proyectos en curso	936.042	1.970.492
Deudores materiales y servicios	1.705.143	5.580.194
Cuenta corriente al personal	2.032.953	1.710.578
Otros deudores	7.045.477	6.491.436
Totales	14.550.521	18.588.212
Provisión deterioro	(4.018.511)	(3.984.023)
Totales, Neto	10.532.010	14.604.189

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 30 de septiembre de 2015 es de M\$94.854.451 y al 31 de diciembre de 2014 es de M\$111.039.355.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL 4/2006 artículo 225 letra a) es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A septiembre de 2015 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 458 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	400.666	34%
Comercial	35.681	31%
Industrial	6.587	23%
Otros	15.481	12%
Total	458.415	100%

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

- c) Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 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	30/09/2015	31/12/2014
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	21.385.885	16.256.133
Con vencimiento entre tres y seis meses	536.753	323.299
Con vencimiento entre seis y doce meses	225.565	153.935
Con vencimiento mayor a doce meses	211.197	180.761
Totales	22.359.400	16.914.128

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	32%	66%
271 a 360	65%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad y sus filiales evalúan el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado.

- d) Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 30/09/2015						Saldo al 31/12/2014					
	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	215.724	67.148.718	2.981	1.052.869	218.705	68.201.587	233.994	90.224.485	3.325	994.966	237.319	91.219.451
Entre 1 y 30 días	162.855	15.388.963	1.576	329.472	164.431	15.718.435	162.587	11.033.727	2.059	422.434	164.646	11.456.161
Entre 31 y 60 días	46.910	5.215.017	685	115.699	47.595	5.330.716	30.889	4.271.710	573	274.922	31.462	4.546.632
Entre 61 y 90 días	4.667	417.173	160	20.022	4.827	437.195	3.085	281.981	143	13.581	3.228	295.562
Entre 91 y 120 días	1.951	233.959	67	15.111	2.018	249.070	1.741	162.398	77	13.081	1.818	175.479
Entre 121 y 150 días	1.507	260.582	70	7.301	1.577	267.883	1.330	101.513	71	5.976	1.401	107.489
Entre 151 y 180 días	1.282	157.624	57	5.601	1.339	163.225	1.045	99.434	57	9.657	1.102	109.091
Entre 181 y 210 días	1.101	128.214	50	7.620	1.151	135.834	874	94.812	44	5.639	918	100.451
Entre 211 y 250 días	1.211	155.968	51	6.897	1.262	162.865	1.102	139.017	53	7.032	1.155	146.049
Más de 250 días	12.366	3.877.500	551	1.799.369	12.917	5.676.869	11.417	4.152.586	542	1.754.746	11.959	5.907.332
Totales	449.574	92.983.718	6.248	3.359.961	455.822	96.343.679	448.064	110.561.663	6.944	3.502.034	455.008	114.063.697

- e) Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30/09/2015		Saldo al 31/12/2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
	Documentos por cobrar protestados	122	105.623	74
Documentos por cobrar en cobranza judicial	461	3.684.489	422	4.074.440
Totales	583	3.790.112	496	4.271.200

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	7.226.645
Aumentos (disminuciones) del período	1.174.003
Montos castigados	(1.472.255)
Saldo al 31 de diciembre 2014	6.928.393
Aumentos (disminuciones) del período	808.930
Montos castigados	(735.411)
Saldo al 30 de septiembre de 2015	7.001.912

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los períodos 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Provisión cartera no repactada	822.507	688.926
Provisión cartera repactada	15.990	86.094
Castigos del período	(735.411)	(607.938)
Recuperos del período	(29.567)	120.601
Totales	73.519	287.683

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

7 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 30 septiembre de 2015, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Cóndor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
V. de Garrido, Elena Trecha	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.673	170.298.267	170.303.940	0,0019%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

7.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta Nota.

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos entre compañías se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Frontel y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 14).

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados intermedios no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los 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	30/09/2015		31/12/2014	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.042.485	-	1.033.438	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	418.100	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	509.213	-	409.577	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	24.075	-	18.758	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	151	-
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.244	-	2.244	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de Personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	878.818	-	684.125	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	-	-	30.338	-
Totales							2.456.835	-	2.596.731	-

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	30/09/2015		31/12/2014	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.910.466	-	860.805	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	27.100	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	55.407.175	-	47.161.912	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	33	-	49	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.071.272	-	8.205.082	-
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	140	-	226	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.811	-	6.166	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	10.610.294	-	12.357.547	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.377	-	4.505	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	435	-	729	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial SGA)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	137	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	15.006	-	20.090	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	-	-	3.629.393	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	453	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.882	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	453	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.882	-	-	-
Totales							73.053.779	-	72.246.641	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(10.331.116)	(7.604.527)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	4.039	16.445
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	933.378	1.197.075
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(26.740)	(111.189)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	29.859	40.469
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	2.737	9.606
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	1.291
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(256.627)	(139.228)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(913.010)	(1.607.723)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y sus filiales son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 27 de abril de 2015, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 6 de mayo de 2015, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro

En sesión celebrada con fecha 8 de julio de 2015, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora María Morsillo.

En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, a la señora Stacey Purcell, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Al 30 de septiembre de 2015 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

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

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

Director	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.882	-
Iván Díaz-Molina	1.882	-
Totales	3.764	-

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2015 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2016.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 30 de septiembre de 2015 y 2014 son las siguientes:

Director	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	16.039	17.751
Iván Díaz-Molina	16.039	17.751
Totales	32.078	35.502

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen un Gerente General, nueve Gerentes de Área y 21 Subgerentes. En 2014, un Gerente General, ocho Gerentes de Área y 21 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$1.787.515 al 30 de septiembre de 2015 y a M\$1.791.290 al 30 de septiembre de 2014.

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

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

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

8 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 30 de septiembre de 2015:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.759.451	10.398.380	361.071
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	839.383	820.545	18.838
Petróleo	232.682	232.682	-
Totales	11.831.516	11.451.607	379.909

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	9.636.691	9.414.547	222.144
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	790.883	779.951	10.932
Petróleo	289.417	289.417	-
Totales	10.716.991	10.483.915	233.076

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$146.833 para el período 2015 y un cargo de M\$113.624 para el período 2014.

Movimiento Provisión	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Provisión Período	146.833	113.624
Aplicaciones a provisión	-	(27.599)
Totales	146.833	86.025

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

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	12.105.179	11.561.490
Otros gastos por naturaleza (*)	1.422.997	1.256.753
Totales	13.528.176	12.818.243

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 30 de septiembre de 2015 ascienden a M\$6.936.662 (M\$8.738.448 en 2014) y los materiales utilizados en FNDR al 30 de septiembre de 2015 ascienden a M\$793.377 (M\$1.383.497 en 2014).

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuesto renta por recuperar	2.580.314	2.302.473
IVA Crédito fiscal por recuperar	4.727.583	654.819
Crédito Sence	-	25.172
Crédito Activo Fijo	88.487	43.198
Totales	7.396.384	3.025.662

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuesto a la renta	-	1.481.973
Iva Débito fiscal	2.517.826	1.616.435
Otros	80.670	75.905
Totales	2.598.496	3.174.313

10 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	41.384.719	24.344.968
Servidumbres	39.533.533	22.761.722
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	1.742.643	1.474.703

Activos Intangibles Bruto	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	47.899.826	30.575.550
Servidumbres	39.533.533	22.761.722
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	8.257.750	7.705.285

Amortización Activos Intangibles	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables	(6.515.107)	(6.230.582)
Servidumbres	-	-
Derecho de Agua	-	-
Software	(6.515.107)	(6.230.582)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2015 y año 2014 son los siguientes:

Movimiento período 2015	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	22.761.722	108.543	1.474.703	24.344.968
Movimientos				
Adiciones	15.823.347	-	-	15.823.347
Retiros Valor Bruto	-	-	(64.799)	(64.799)
Retiros Amortización Acumulada	-	-	544.546	544.546
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	755.745	755.745
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso	-	-	(138.481)	(138.481)
Gastos por amortización	-	-	(829.071)	(829.071)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	948.464	-	-	948.464
Total movimientos	16.771.811	-	267.940	17.039.751
Saldo final al 30 de Septiembre de 2015	39.533.533	108.543	1.742.643	41.384.719

Movimiento año 2014	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	22.435.625	-	1.311.235	23.746.860
Movimientos				
Adiciones	-	-	-	-
Retiros Valor Bruto	(252.650)	-	(59.614)	(312.264)
Retiros Amortización Acumulada	-	-	38.543	38.543
Otros (Activación Obras en Curso)	578.747	108.543	1.050.171	1.737.461
Gastos por amortización	-	-	(865.632)	(865.632)
Total movimientos	326.097	108.543	163.468	598.108
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	22.761.722	108.543	1.474.703	24.344.968

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" del Estado de resultados integrales.

11 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Rut	Compañía	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
	Totales	174.416.006	174.416.006

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por Sociedad Austral de Electricidad S.A., Antigua Saesa, RUT 96.956.660-5, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

12 Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	387.954.141	356.634.655
Terrenos	14.664.569	13.884.837
Edificios	6.932.169	6.830.828
Planta y Equipo	275.769.418	280.716.960
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.817.159	1.925.156
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.360.797	528.797
Vehículos de Motor	2.227.955	2.325.951
Construcciones en Curso	82.231.532	48.025.152
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.950.542	2.396.974

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	501.977.586	463.017.728
Terrenos	14.664.569	13.884.837
Edificios	12.174.541	11.809.286
Planta y Equipo	376.753.410	374.807.209
Equipamiento de Tecnologías de la Información	4.722.898	4.271.267
Instalaciones Fijas y Accesorios	2.219.058	1.182.527
Vehículos de Motor	3.055.673	3.883.669
Construcciones en Curso	82.231.532	48.025.152
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.155.905	5.153.781

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(114.023.445)	(106.383.073)
Edificios	(5.242.372)	(4.978.458)
Planta y Equipo	(100.983.992)	(94.090.249)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.905.739)	(2.346.111)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(858.261)	(653.730)
Vehículos de Motor	(827.718)	(1.557.718)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(3.205.363)	(2.756.807)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2015 y el año 2014 es el siguiente:

Movimiento período 2015		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		13.884.837	6.830.828	280.716.960	1.925.156	528.797	2.325.951	48.025.152	2.396.974	356.634.655
Movimientos	Adiciones	-	-	2.444.140	6.324	-	-	40.669.353	93.833	43.213.650
	Retiros Valor Bruto	(25.364)	-	(2.366.240)	(29.529)	(2.612)	(1.370.153)	(3.502.261)	(43.816)	(7.339.975)
	Retiros Depreciación Acumulada	-	-	2.838.964	29.102	1.752	1.001.016	-	2.726	3.873.560
	Otros (Activación Obras en Curso)	805.096	987.952	49.845.477	89.276	464.560	542.157	(53.332.034)	597.516	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Construcciones en Curso	-	(622.697)	(47.977.176)	385.560	574.583	-	47.285.139	354.591	-
	Gastos por depreciación	-	(263.914)	(9.732.707)	(588.730)	(206.283)	(271.016)	-	(451.282)	(11.513.932)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	3.086.183	-	3.086.183
Total movimientos	779.732	101.341	(4.947.542)	(107.997)	832.000	(97.996)	34.206.380	553.568	31.319.486	
Saldo final al 30 de Septiembre de 2015		14.664.569	6.932.169	275.769.418	1.817.159	1.360.797	2.227.955	82.231.532	2.950.542	387.954.141

Movimiento año 2014		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014		13.577.884	6.897.828	247.559.479	702.463	301.179	1.608.706	63.363.154	1.855.054	335.865.747
Movimientos	Adiciones	-	-	1.705.284	-	-	-	33.011.668	521.955	35.238.907
	Retiros Valor Bruto	-	-	(536.596)	(35.912)	(12.125)	(738.311)	-	(56.550)	(1.379.494)
	Retiros Depreciación Acumulada	-	-	247.686	41.515	9.255	504.908	-	40.350	843.714
	Otros (Activación Obras en Curso)	31.092	198.796	44.532.312	1.587.704	293.496	1.318.452	(48.345.838)	383.986	-
	Cierre de Obras Zona Austral	275.861	-	(359.742)	-	-	-	-	-	(83.881)
	Gastos por depreciación	-	(265.796)	(12.431.463)	(370.614)	(63.008)	(367.804)	-	(347.821)	(13.846.506)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	(3.832)	-	(3.832)
	Total movimientos	306.953	(67.000)	33.157.481	1.222.693	227.618	717.245	(15.338.002)	541.920	20.768.908
	Saldo final al 31 de Diciembre de 2014		13.884.837	6.830.828	280.716.960	1.925.156	528.797	2.325.951	48.025.152	2.396.974

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.

Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron M\$1.614.115 por el período terminado al 30 de septiembre de 2015 y M\$1.207.238 por el período terminado al 30 de septiembre de 2014. Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	30/09/2015	30/09/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	1.117.343	656.014
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,42%	3,77%

- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los períodos enero-septiembre 2015 y enero-septiembre 2014, y por el trimestre julio-septiembre 2015 y julio-septiembre 2014 es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Gasto por impuesto corriente	4.204.480	4.832.487	1.661.236	2.055.104
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	(60.953)	165.577	(80)	-
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	4.143.527	4.998.064	1.661.156	2.055.104
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	863.819	(471.783)	231.503	(108.194)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	863.819	(471.783)	231.503	(108.194)
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	5.007.346	4.526.281	1.892.659	1.946.910

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	(422.701)	-	(359.225)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(155.301)	(50.616)	(9.942)	(13.833)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(578.002)	(50.616)	(369.167)	(13.833)

- 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 30 de septiembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	22.199.717	24.274.476	7.390.589	8.037.608
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (22,5% en 2015 y 21% en 2014)	(4.994.936)	(5.097.640)	(1.662.882)	(1.850.266)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(466.782)	(145.158)	(326.985)	(116.033)
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(592.004)	(319.733)	(335.585)	(56.416)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	60.874	(229.983)	-	(229.983)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	985.502	1.266.233	432.793	305.788
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(12.410)	571.359	(229.777)	(96.644)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(5.007.346)	(4.526.281)	(1.892.659)	(1.946.910)
Tasa impositiva efectiva	22,56%	18,65%	25,61%	24,22%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.22 la Sociedad ha contabilizado los efectos de utilizar el sistema parcialmente integrado.

El sistema parcialmente integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, 25,5% y 27% respectivamente.

13.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 30 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	3.333.688	2.971.869	16.576.419	15.908.981
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	144.094	5.615	-	16.049
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	1.679.357	1.662.813	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	176.438	180.519	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	87.682	52.443	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.439.010	3.503.617	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	6.526	9.152	461.626	272.159
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	38.811	14.359	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	380.944	554.269	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	194.453	201.975	17.159	16.674
Impuestos diferidos relativos a derivados	532.736	108.533	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	233.349	426.400	-	-
Total Impuestos Diferidos	10.247.088	9.691.564	17.055.204	16.213.863

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en el período 2015 y año 2014, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	6.771.563	13.116.767
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(3.373.200)	(4.676.189)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	108.533	(91.198)
Impuestos diferidos relacionados con partidas cargadas a patrimonio (*)	6.184.668	7.864.483
Saldo al 31 de diciembre de 2014	9.691.564	16.213.863
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(22.478)	841.341
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	578.002	-
Saldo al 30 de septiembre de 2015	10.247.088	17.055.204

(*) El impacto en las variaciones de las diferencias de activos y pasivos por impuestos diferidos por utilizar el Sistema Parcialmente Integrado, descrito en la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), y en conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, implicó registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$1.220.122 por este concepto, según descrito en nota de Cambio Contable.

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

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

14 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	30/09/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	9.166.439	160.194.894	9.010.723	159.525.130
Derivados (*)	2.367.715	-	482.369	-
Totales	11.534.154	160.194.894	9.493.092	159.525.130

(*) Ver nota 15.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	30 de septiembre 2015								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Anual	0,88%	Sin Garantía	-	3.930.265	3.930.265	3.775.386	3.775.386	3.775.385	-	-	11.326.157
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	4.238.365	4.238.365	4.153.798	4.153.798	4.153.762	-	-	12.461.358
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	24.914	24.914	-	-	-	-	24.452.095	24.452.095
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	972.895	972.895	-	-	-	-	61.966.626	61.966.626
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	49.988.658	49.988.658
Totales					-	9.166.439	9.166.439	7.929.184	7.929.184	7.929.147	-	136.407.379	160.194.894

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Anual	0,88%	Sin Garantía	-	3.721.421	3.721.421	3.655.517	3.655.517	3.655.517	-	-	10.966.551
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	2.223.159	2.052.260	4.275.419	3.923.035	4.046.471	4.069.336	4.092.973	-	16.131.815
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	245.577	-	245.577	-	-	-	-	23.738.184	23.738.184
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	378.914	378.914	-	-	-	-	60.139.553	60.139.553
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	389.392	-	389.392	-	-	-	-	48.549.027	48.549.027
Totales					2.858.128	6.152.595	9.010.723	7.578.552	7.701.988	7.724.853	4.092.973	132.426.764	159.525.130

- c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de septiembre 2015								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	0,88%	Sin Garantía	-	3.930.265	3.930.265	3.775.386	3.775.386	3.775.385	-	-	11.326.157
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	4.238.365	4.238.365	4.153.798	4.153.798	4.153.762	-	-	12.461.358
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	24.914	24.914	-	-	-	-	24.452.095	24.452.095
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	972.895	972.895	-	-	-	-	61.966.626	61.966.626
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-	49.988.658	49.988.658
Totales					-	9.166.439	9.166.439	7.929.184	7.929.184	7.929.147	-	136.407.379	160.194.894

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$					
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	0,88%	Sin Garantía	-	3.721.421	3.721.421	3.655.517	3.655.517	3.655.517	-	-	10.966.551
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	2.223.159	2.052.260	4.275.419	3.923.035	4.046.471	4.069.336	4.092.973	-	16.131.815
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	245.577	-	245.577	-	-	-	-	23.738.184	23.738.184
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	378.914	378.914	-	-	-	-	60.139.553	60.139.553
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	389.392	-	389.392	-	-	-	-	48.549.027	48.549.027
Totales					2.858.128	6.152.595	9.010.723	7.578.552	7.701.988	7.724.853	4.092.973	132.426.764	159.525.130

d) Colocación de Bonos y covenants

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie G

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 6 de septiembre de 2002, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escrituras públicas de fechas 16 de septiembre de 2002, 28 de noviembre de 2002, 26 de diciembre de, 8 de enero de 2003, 4 de enero de 2006, 8 de febrero de 2006, 13 de noviembre de 2007, 9 de octubre de 2008 y 28 de octubre de 2010, todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 301. Con fecha 19 de diciembre de 2007, con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, se colocaron un total de 300 bonos en una serie única denominada "Serie G", por un monto total de 300.000 Unidades de Fomento. En octubre de 2008, se colocaron un total de 300.000 Unidades de Fomento con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G. Adicionalmente, en octubre del año 2009 se colocaron bonos por un monto de 300.000 Unidades de Fomentos adicionales en esta serie. Los fondos fueron utilizados para refinanciar las amortizaciones del año de la Serie E, con las siguientes restricciones principales:

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 0,90.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año calendario. En el año calendario 2014, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 2.401 GWh por los anteriores 12 meses móviles (octubre 2014 - septiembre 2015), en 2014 había distribuido 2.306 GWh por el período octubre 2013 y septiembre 2014. Adicionalmente, en 2015 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida

Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 2,29.

Al 30 de septiembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie I, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 664.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie I en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por

“Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 2,29.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 10,25.

Al 30 de septiembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado

por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 2,29.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 10,25.

Al 30 de septiembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2011, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2011, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012. Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 397.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado

por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 2,29.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 10,25.

Al 30 de septiembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 26 de octubre de 2012, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 30 de noviembre de 2012 y 12 de septiembre de 2014, y complementado por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie O, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 742.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie O, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 2,24.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 10,25.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con sus filiales y relacionada Frontel, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales:

- Razón de endeudamiento individual y consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 30 de septiembre de 2015 este indicador es de 0,90.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 2.401 GWh por los anteriores 12 meses móviles (octubre 2014 - septiembre 2015), en 2014 había distribuido 2.306 GWh por el período octubre 2013 y septiembre 2014. Adicionalmente, en 2015 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 30 de septiembre de 2015, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

15 Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

15.1 Riesgo de negocio

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

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

15.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

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, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por las empresas distribuidoras de energía y la Comisión Nacional de Energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la relacionada SAGESA está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Interconectado Central. La energía que comercializa SGA por una parte por la compra de la

producción de la relacionada SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

Al inyectar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario en la barra donde se realice la inyección 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 con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA y la relacionada SAGESA 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.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelaysen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo.

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los

respectivos Informes Técnicos que permitieron traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y envió los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14.

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de diciembre de 2014.

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentaron los resultados de los estudios se realizaron durante el 15 y 16 de enero 2015.

El 6 de febrero de 2015 las empresas de distribución, transmisión, generación y grandes clientes enviaron observaciones a los estudios de subtransmisión. A la fecha, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) Fijación de tarifas de transmisión troncal

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y más específicamente, en la instancia de revisión al Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N° 390 del 31 de Julio de 2015, ella realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser calificadas como de Transmisión Troncal. El Informe Técnico fue discrepado ante el Honorable Panel de Expertos, y actualmente se está a la espera del dictamen del Panel, para que finalmente la CNE evacue el Informe con los valores definitivos.

f) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto de 2014, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre de 2014 la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 2 procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.
- Proceso 2015/02 (Enero 2017 – Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizará en octubre 2015.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

g) Abastecimiento de energía

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

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

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

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

15.2 Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

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

15.2.1 Tipo de cambio

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

Para algunas operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad y sus filiales, éstas contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

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

Las filiales SGA, STN y STC tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 1,4%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 30 de septiembre de 2015, las cuentas de balance de SGA 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\$75.211, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 30 de septiembre de 2015, las cuentas de balance de STN 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\$18.479, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Asimismo, al 30 de septiembre de 2015, las cuentas de balance de STC 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\$8.144, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

15.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$ 653.827 al 30 de septiembre de 2015.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN y STC tienen flujos futuros indexados fuertemente al dólar, (según contratos de adjudicación), y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, las Sociedades han tomado un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7) con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M\$
STN	15/10/2014	859,5	21.785.652
STC	30/03/2015	642,9	16.295.012

15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 91% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$74.437 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	30/09/2015	30/09/2014
Tasa Interés Variable	9%	15%
Tasa Interés Fija	91%	85%

15.2.4 Riesgo de liquidez

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

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra en un 100% estructurada a largo plazo, mediante bonos.

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

Saesa y sus filiales, 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.

15.2.5 Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	32%	66%
271 a 360	65%	66%
361 o más	100%	100%

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

Activos de carácter financiero:

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

15.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 30 de septiembre de 2015	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	94.854.451	-	94.854.451
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.456.835	-	2.456.835
Efectivo y equivalentes al efectivo	14.959.689	16.966.530	31.926.219
Otros activos financieros, no corrientes	3.597.991	-	3.597.991
Totales	115.868.966	16.966.530	132.835.496

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	111.039.355	-	111.039.355
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.596.731	-	2.596.731
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.129.556	10.422.578	60.552.134
Otros activos financieros, no corrientes	5.479.871	-	5.479.871
Totales	169.245.513	10.422.578	179.668.091

b) Pasivos Financieros

al 30 de septiembre de 2015	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	169.361.333	-	169.361.333
Otros pasivos financieros, derivados	-	2.367.715	2.367.715
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	39.241.727	-	39.241.727
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	73.053.779	-	73.053.779
Totales	281.656.839	2.367.715	284.024.554

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	168.535.853	-	168.535.853
Otros pasivos financieros, derivados	-	482.369	482.369
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.950.444	-	43.950.444
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	72.246.641	-	72.246.641
Totales	284.732.938	482.369	285.215.307

15.2.7 Instrumentos derivados

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

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio de una moneda respecto de la moneda funcional de la Sociedad o sus filiales, producto de obligaciones existentes o futuras. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden normalmente a Cross Currency Swaps.

Las sociedades filiales STN y STC han tomado instrumentos derivados mencionados en la nota 14, correspondientes a swap de moneda.

El detalle de los instrumentos al 30 de septiembre de 2015 es el siguiente:

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Tenor (days)	UF		USD	
						Compañía recibe		Compañía paga	
						Nocional MUF	Tasa interés	Nocional MUSD	Tasa interés
STN	Chile	Cross Currency Swap	15/10/2014	05/07/2016	629	859,5	0,00%	35.452	0,13%
STC	BCI	Cross Currency Swap	30/03/2015	31/03/2017	732	642,9	0,00%	25.252	0,67%

La Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja":

Empresa	Instrumento de cobertura	30/09/2015	31/12/2014	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
STN	Cross Currency Swaps (*)	(1.236.535)	(482.369)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
STC	Cross Currency Swaps (*)	(1.131.180)	-	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
Totales (neto)		(2.367.715)	(482.369)			

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes

15.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 30/09/2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.536.290	1.536.290
Saldo en Bancos	1.025.445	1.025.445
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	83.458.551	83.458.551

Pasivos Financieros - al 30/09/2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	169.361.333	179.350.985
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	39.241.727	39.241.727

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.

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar 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.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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 valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Cuentas por pagar comerciales	36.102.328	41.263.372
Otras cuentas por pagar	3.139.399	2.687.072
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	39.241.727	43.950.444

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	25.880.297	32.343.385
Proveedores por compra de combustible y gas	337.160	286.835
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	112.989	477.362
Cuentas por pagar bienes y servicios	9.771.882	8.155.790
Dividendos por pagar a terceros	76.068	109.304
Cuentas por pagar instituciones fiscales	185.382	161.399
Otras cuentas por pagar	2.877.949	2.416.369
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	39.241.727	43.950.444

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	30/09/2015				31/12/2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	1.833.033	33.379.185	890.110	36.102.328	1.666.878	37.778.436	1.818.058	41.263.372
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	1.833.033	33.379.185	890.110	36.102.328	1.666.878	37.778.436	1.818.058	41.263.372

17 Provisiones

17.1 Provisiones corrientes

17.1.1 Otras Provisiones

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.350.086	205.587
Totales	1.350.086	205.587

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2015 y año 2014, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	205.587
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.155.016
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	2.012
Provisión utilizada	(12.529)
Total movimientos en provisiones	1.144.499
Saldo final al 30 de septiembre de 2015	1.350.086

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	539.108
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	69.137
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(179.287)
Provisión utilizada	(223.371)
Reversos de provisión no utilizada	-
Total movimientos en provisiones	(333.521)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	205.587

17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	794.708	802.310
Provisión por beneficios anuales	2.690.607	3.580.718
Totales	3.485.315	4.383.028

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2015 y año 2014, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	802.310	3.580.718	4.383.028
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	28.114	28.114
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	127.094	1.677.277	1.804.371
Provisión utilizada	(134.696)	(2.595.502)	(2.730.198)
Total movimientos en provisiones	(7.602)	(890.111)	(897.713)
Saldo final al 30 de septiembre de 2015	794.708	2.690.607	3.485.315

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	723.748	3.355.117	4.078.865
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	432.241	432.241
Incremento (decremento) en provisiones existentes	162.025	3.300.725	3.462.750
Provisión utilizada	(83.463)	(3.507.365)	(3.590.828)
Reversos de provisión no utilizada	-	-	-
Total movimientos en provisiones	78.562	225.601	304.163
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	802.310	3.580.718	4.383.028

17.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.574.318	4.497.057
Totales	5.574.318	4.497.057

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2015 y año 2014, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	4.497.057
Costo por intereses	230.369
Costo del servicio del período	354.935
Pagos en el período	(83.233)
Variación actuarial por cambio tasa	414.021
Variación actuarial por experiencia	161.169
Saldo al 30 de septiembre de 2015	5.574.318

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	3.869.715
Costo por intereses	377.758
Costo del servicio del año	344.351
Pagos en el año	(432.538)
Variación actuarial por cambio tasa	400.797
Variación actuarial por experiencia	(63.026)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	4.497.057

c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Costo por intereses	230.369	259.076
Costo del servicio del período	354.935	243.010
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	585.304	502.086
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	575.190	241.029
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	1.160.494	743.115

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

Tasa de descuento (nominal)	5,1%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 30 de septiembre de 2015, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	588.848	(497.167)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 30 de septiembre de 2015, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(504.702)	585.921

17.3 Juicios y multas

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

17.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	25.347
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	25.347
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Pendiente en segunda instancia	25.347
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Pendiente en primera instancia	33.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en segunda instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	C-451-13	Demanda de indemnización de perjuicios (Navarro con Sossur, Timberlink y SAESA)	Pendiente en primera instancia	25.347
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	4127-2014	Indemnización de perjuicios en sede contractual, Constructora Bauen con SAESA.	Pendiente en primera instancia	14.452
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	3832-2014	Reclamo por uso de servidumbre (Gómez con SAESA).	Pendiente en primera instancia	15.000
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	528-2012	Orellana con SAESA. Indemnización de perjuicios contractual.	Pendiente en primera instancia	11.000
SAESA	Juzgado de Letras de Ancud	742-2013	Álvarez con Grupo SAESA. Indemnización de perjuicios por incendio estructural.	Pendiente en primera instancia	65.832
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-137-2014	Nullidad de despido	Pendiente en segunda instancia	78.718
SAESA	Juzgado de letras de Río Bueno	C-409-2014	Indemnización de perjuicios (Machmar con Saesa)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado Civil de Villarrica	C- 20.932-2010	Indemnización de perjuicios (Peña con Frontel)	Pendiente en primera instancia	100.000
SAESA	Juzgado Civil de Pto.Montt	C- 261-2015	Cobro de pesos (Fisco con Saesa)	Pendiente en primera instancia	24.026
SAESA	14° juzgado Civil de Santiago	C-15.376-2014	Cumplimiento de contrato (Nestlé con Saesa)	Pendiente en primera instancia	282.308
SAESA	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	9.318
SAESA	1 Juzgado Civil de Valdivia	C-3090-2015	Hacienda. Cobro de Pesos	Pendiente en Primera instancia	1.010.376
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00017-2014	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Fallo de 1ra. instancia: No ha Lugar. Sentencia Corte de Apelaciones de Puerto Montt: Confirma fallo de 1ra. Instancia.	75.319
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00082-2013	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Fallo de 1ra. instancia: Ha Lugar en todas sus partes. Proceso pendiente en la Corte de Apelaciones de Puerto Montt.	196.266
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	2164-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Munzenmayer Con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	120.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canío Esteban con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	45.313
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C- 5369-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Agrícola Copihue con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	1.325.968
STS	1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6035-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Shajjo con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	580.564
STS	1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6030-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	932.230
STS	1 Juzgado Civil de Valdivia	C-3545-2014	Reivindicatoria por uso de terreno (Valderrama con STS)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
STS	2 Juzgado Civil de Osorno	C-732-2015	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Ojyarzún con STS)	Pendiente en primera instancia	1.085.174
STS	2 Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6329-2014	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Socovesa con STS)	Pendiente en primera instancia	201.853
STS	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	45.095
STS	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	9.318
STS	1 Juzgado Civil de Osorno	C-1233-2015	impugnación de tasación de servidumbre hombres buenos (Consejo de Defensa del Estado con STS)	Pendiente en primera instancia	40.511
SGA	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	19.148

(*) En monto se informa la diferencia solicitada entre el demandante y la tasación realizada por Hombres Buenos.

Al 30 de septiembre de 2015, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

17.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	REX 8323 de fecha 06.05.2015	SEC	Sobrepasar límites de variaciones de voltaje en instalaciones	Judicializada	33.182
SAESA	REX 8348 de fecha 11.05.2015	SEC	Nivel tensión de instalaciones fuera estándar	Judicializada	22.122
SAESA	REX 8356 de fecha 11.05.2015	SEC	Incumplimiento de calidad de servicio.	Judicializada	11.061
STS	REX 9450 de fecha 30.07.2015	SEC	Falta de mantenimiento	Pendiente Recurso de Reposición	8.849
LUZ OSORNO	REX 8502 de fecha 20.05.2015	SEC	Falta de roce.	Por interponer invalidación	33.182

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición - Decaimiento AA	37.607
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición - Decaimiento AA	22.122
SAESA	REX 954 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializada	17.697
SAESA	REX 955 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializada	30.970
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición - Decaimiento AA	22.122
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	33.182
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.327
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.185
EDELAYSEN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.2013	SEC	Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	4.424
EDELAYSEN	REX 2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.062
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2035 de fecha 28.08.2013	VIALIDAD	Falta de permiso de Vialidad.	Judicializada	11.061

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados intermedios 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 rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

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

18 Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	15.707.371	17.853.313	-	-
Otras obras de terceros	5.956.210	4.968.089	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	11.439.321	11.757.727
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	8.082.454	4.696.441
Totales	21.663.581	22.821.402	19.521.775	16.454.168

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.18.2.

(*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$5.678.777 al 30 de septiembre de 2015 y M\$3.518.619 al 31 de diciembre de 2014 y Eletrans II S.A. por M\$2.263.822 al 30 de septiembre de 2015 y M\$1.045.725 al 31 de diciembre de 2014. Ver Nota 32.

19 Patrimonio

19.1 Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

19.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2015 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00295712 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, lo que significó un pago total de M\$26.630.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2015.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2014 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00089842 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, lo que significó un pago total de M\$8.090.591. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2014.

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.

19.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 30 de septiembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

Al 30 de septiembre de 2015

	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2015 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	532.416	1.461.896			1.994.312
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(336.452)		(958.195)		(1.294.647)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(3.445.478)		(80.562)		(3.526.040)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(376.759)			(417.963)	(794.722)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	21.331.622	1.461.896	(1.038.757)	(417.963)	21.336.798

Otras reservas varias por M\$12.616.103, está compuesta por M\$1.001.277, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A SAESA (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua SAESA). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El valor de M\$15.996 corresponde al efecto de la fusión materializada el 31 de mayo de 2012 de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

El efecto por fusión al 31.05.2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$12.319.245 al 31 de mayo de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Al 30 de septiembre de 2014

	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2014 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(595.718)	986.611			390.893
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(1.679.794)		(1.435.617)		(3.115.411)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(133.693)			(188.738)	(322.431)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	22.548.690	986.611	(1.435.617)	(188.738)	21.910.946

19.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las Sociedades relacionadas que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 30 de septiembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.780.207	507.926
Eletrans S.A.	(482.310)	(104.152)
Eletrans II S.A.	(70.223)	(12.881)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	41.413	-
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	725.225	-
Totales	1.994.312	390.893

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales o negocios conjuntos que tienen moneda funcional dólar.

19.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 30 septiembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	70.835.636	4.053.089	74.888.725
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	16.918.447		16.918.447
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(18.418.020)		(18.418.020)
Provisión dividendo mínimo del período	(5.075.534)		(5.075.534)
Saldo final al 30/09/2015	64.260.529	4.053.089	68.313.618

La utilidad distributable del período enero – septiembre 2015, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2015, esto es M\$16.918.447.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	52.894.472	4.053.089	56.947.561
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(1.195.406)		(1.195.406)
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	19.457.885		19.457.885
Provisión dividendo mínimo del período	(5.837.366)		(5.837.366)
Saldo final al 30/09/2014	65.319.585	4.053.089	69.372.674

La utilidad distributable del período enero – septiembre 2014 de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2014, esto es M\$19.457.885.

19.2 Gestión de capital

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

19.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

19.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 30 de septiembre de 2015, 31 de diciembre de 2014 y de resultados al 30 de septiembre de 2015 y 30 de septiembre de 2014, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	30/09/2014
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7827	6,7933	71.712.707	69.388.782	3.355.516	3.356.614	4.864.058	4.713.789	227.594	228.025
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	117.762.419	105.104.640	11.267.011	11.180.627	640.572	571.720	61.287	60.817
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	15.339.433	15.977.786	1.385.262	1.271.300	16.046	16.713	1.449	1.330
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	5.266.469	8.391.295	(365.059)	138.081	5.266	8.391	(365)	138
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	10,0000	10,0000	(721.585)	(109.283)	(74.472)	-	(72.159)	(10.928)	(7.447)	-
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	49,9000	0,0000	11.652.354	-	(17.223)	-	11.371.000	-	(8.594)	-
TOTALES							16.824.783	5.299.685	273.924	290.310

20 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 30 de septiembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015	30/09/2014
Venta de Energía	223.477.459	207.377.991	73.851.802	67.917.984
Ventas de energía	223.477.459	207.377.991	73.851.802	67.917.984
Otras Prestaciones y Servicios	4.201.327	3.899.458	1.430.382	1.186.337
Apoyos	218.371	326.171	73.282	69.465
Arriendo de medidores	646.838	666.773	212.754	197.719
Cortes y reposición	955.392	1.028.490	338.434	289.926
Pagos fuera de plazo	2.126.969	1.651.214	718.492	564.733
Otros	253.757	226.810	87.420	64.494
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	227.678.786	211.277.449	75.282.184	69.104.321
Otros Ingresos, por naturaleza	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015	30/09/2014
Otros Ingresos				
Construcción de obras y trabajos a terceros	7.625.003	6.278.624	2.684.711	2.326.155
Venta de materiales y equipos	4.658.537	4.029.450	1.871.278	1.538.909
Arrendamientos	500.739	466.153	172.233	156.635
Intereses Créditos y Préstamos	718.028	606.039	247.738	204.521
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	3.142.293	2.670.357	1.155.409	913.540
Otros Ingresos	2.507.485	2.572.663	1.150.611	1.182.284
Total Otros ingresos, por naturaleza	19.152.085	16.623.286	7.281.980	6.322.044

21 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015	30/09/2014
Compras de energía y peajes	153.403.139	139.623.808	49.716.532	45.220.891
Combustibles para generación y materiales	12.105.179	11.561.490	4.353.957	3.817.002
Totales	165.508.318	151.185.298	54.070.489	49.037.893

22 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015	30/09/2014
Sueldos y salarios	10.842.008	9.631.564	3.760.345	3.385.526
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.589.997	1.116.336	595.166	517.287
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	791.991	799.482	237.034	254.785
Activación costo de personal	(1.614.115)	(1.207.238)	(600.289)	(390.749)
Totales	11.609.881	10.340.144	3.992.256	3.766.849

23 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de septiembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015	30/09/2014
Depreciaciones	11.513.932	9.972.295	3.836.349	3.646.718
Amortizaciones de Intangibles	829.071	628.571	283.666	230.135
Totales	12.343.003	10.600.866	4.120.015	3.876.853

24 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 30 de septiembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015	30/09/2014
Operación y mantenimiento sistema eléctrico	5.626.151	5.017.265	1.997.084	1.733.591
Sistema generación	956.943	811.031	378.247	216.560
Mantenimiento medidores, ciclo comercial	4.323.720	3.894.294	1.444.762	1.297.524
Operación vehículos, viajes y viáticos	952.069	855.268	329.436	302.412
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	30.634	17.703	19.980	7.100
Provisiones y castigos	906.901	952.059	270.143	300.307
Gastos de administración	6.228.997	5.425.947	2.147.363	1.920.318
Otros gastos por naturaleza	6.988.408	4.595.748	2.818.624	1.577.483
Totales	26.013.823	21.569.315	9.405.639	7.355.295

25 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 30 de septiembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos Financieros	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.347.753	460.307	370.883	129.163
Otros ingresos financieros	1.174.626	641.368	542.779	203.741
Total Ingresos Financieros	2.522.379	1.101.675	913.662	332.904

Costos Financieros	30/09/2015	30/09/2014	01/07/2015	01/07/2014
	M\$	M\$	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(498.273)	-	(385.371)	-
Gastos por bonos	(4.312.582)	(3.440.666)	(1.458.155)	(1.160.942)
Otros gastos financieros	(2.165.617)	(1.761.980)	(1.001.762)	(627.226)
Activación gastos financieros	1.117.343	656.014	773.244	75.059
Total Costos Financieros	(5.859.129)	(4.546.632)	(2.072.044)	(1.713.109)

Resultado por unidades de reajuste	(4.509.962)	(3.727.823)	(2.274.587)	(726.802)
Diferencias de cambio	1.467.712	(1.118.065)	1.348.979	(684.422)
Positivas	2.769.412	77	2.100.019	65
Negativas	(1.301.700)	(1.118.142)	(751.040)	(684.487)
Total Costo Financiero	(8.901.379)	(9.392.520)	(2.997.652)	(3.124.333)

Total Resultado Financiero	(6.379.000)	(8.290.845)	(2.083.990)	(2.791.429)
-----------------------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------

26 Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por la NIIF 8, Información Financiera por Segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados. Esto, porque uno de los focos principales del negocio es el control de los gastos (siempre dentro del cumplimiento normativo que permita el buen desempeño de la Sociedad y sus filiales), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

No obstante lo anterior, el informe de gestión también incluye un detalle desagregado según empresa, que permite visualizar de mejor manera los costos, y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional, según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		ELIMINACIONES		TOTALS		
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES																			
Efectivo y equivalentes al efectivo	14.432.901	48.813.258	1.123.655	420.445	1.359.492	81.007	5.466.935	3.310.186	9.200.422	5.268.547	61.744	2.658.691	281.070	-	-	-	-	31.926.219	60.552.134
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros corrientes	146.434	168.636	19.497	9.559	129.220	231.419	11.295	-	103.238	170.088	955	-	-	-	-	-	410.639	579.702	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	68.929.876	81.126.676	5.381.058	6.180.580	4.106.500	7.069.559	1.127.932	1.667.517	3.911.211	3.633.354	974	-	1.000	-	-	-	83.458.551	99.677.686	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	42.034.928	20.954.724	9.909	8.539	73.054	58.609	847	5.013.760	9.011.947	10.579.996	-	30.338	-	-	(48.673.850)	(34.049.235)	2.456.835	2.596.731	
Inventarios corrientes	8.386.123	7.875.424	207.807	127.713	1.323.570	1.018.005	-	-	1.534.107	1.462.773	-	-	-	-	-	-	11.451.607	10.483.915	
Activos por impuestos corrientes, corrientes	1.273.735	1.273.273	233.281	52.990	918.722	54.244	152.631	-	196.538	1.065.655	3.986.496	579.500	634.981	-	-	-	7.396.384	3.025.662	
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.	135.203.997	160.211.991	6.975.207	6.799.826	7.910.558	8.512.843	6.759.640	9.991.463	23.957.463	22.180.413	4.050.169	3.268.529	917.051	-	(48.673.850)	(34.049.235)	137.100.235	176.915.830	
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	135.203.997	160.211.991	6.975.207	6.799.826	7.910.558	8.512.843	6.759.640	9.991.463	23.957.463	22.180.413	4.050.169	3.268.529	917.051	-	(48.673.850)	(34.049.235)	137.100.235	176.915.830	
ACTIVOS NO CORRIENTE																			
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	3.597.991	5.479.871	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.597.991	5.479.871
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.430	59.429	93.086	80.833	1.059	1.059	-	-	-	-	-	-	154.082	141.828	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10.601.143	10.282.271	128.250	160.722	309.302	482.777	-	-	357.205	435.899	-	-	-	-	-	-	11.395.900	11.361.669	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	204.555.087	193.551.890	-	-	281.354	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(204.836.441)	(193.551.890)	-	-	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.954.881	4.692.898	24.351	24.424	28.108.337	19.499.897	-	-	127.640	127.749	-	-	8.169.510	-	-	-	41.384.719	24.344.968	
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006	
Propiedades, planta y equipo	142.106.388	141.084.774	15.664.795	15.705.405	135.572.176	139.085.990	-	-	57.777.694	57.416.919	26.900.261	3.341.567	9.932.827	-	-	-	387.954.141	356.634.655	
Activos por impuestos diferidos	5.654.852	5.295.351	111.064	107.257	3.634.431	3.870.421	51.095	47.687	224.099	247.956	311.663	122.892	259.884	-	-	-	10.247.088	9.691.564	
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	542.288.864	529.323.697	15.928.460	15.997.808	171.563.021	168.478.385	144.181	128.520	58.487.697	58.229.582	27.211.924	3.464.459	18.362.221	-	(204.836.441)	(193.551.890)	629.149.927	582.070.561	
TOTAL ACTIVOS	677.492.861	689.535.688	22.903.667	22.797.634	179.473.579	176.991.228	6.903.821	10.119.983	82.445.160	80.409.995	31.262.093	6.732.988	19.279.272	-	(253.510.291)	(227.601.125)	766.250.162	758.986.391	

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		ELIMINACIONES		TOTALES		
	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES																			
Otros pasivos financieros corrientes	9.166.439	9.010.723	-	-	-	-	-	-	-	-	1.236.535	482.369	1.131.180	-	-	-	-	11.534.154	9.493.092
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	29.257.730	35.336.511	1.386.432	2.061.517	2.334.707	3.561.189	1.253.236	1.085.341	2.037.927	1.872.741	2.677.550	33.145	294.145	-	-	-	-	39.241.727	43.950.444
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	46.157.037	49.585.609	3.590.688	2.688.471	36.481.201	45.762.517	384.116	453.677	953.979	1.478.845	27.988.826	6.326.757	6.171.782	-	(48.673.850)	(34.049.235)	-	73.053.779	72.246.641
Otras provisiones corrientes	1.237.339	140.969	50.229	17.425	41.018	31.618	-	-	21.500	15.575	-	-	-	-	-	-	-	1.350.086	205.587
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	2.265.213	2.274.083	262.031	333.245	52.671	115.251	-	189.670	14.046	262.064	2.289	-	2.246	-	-	-	-	2.598.496	3.174.313
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	2.563.507	3.396.344	81.041	103.120	435.285	522.017	-	-	305.983	361.547	76.173	-	23.326	-	-	-	-	3.485.315	4.383.028
Otros pasivos no financieros corrientes	19.111.086	21.157.841	951.547	385.957	756.381	778.927	-	-	844.567	498.677	-	-	-	-	-	-	-	21.663.581	22.821.402
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	109.758.351	120.902.080	6.321.968	5.589.735	40.101.263	50.771.519	1.637.352	1.728.688	4.178.002	4.489.449	31.981.373	6.842.271	7.622.679	-	(48.673.850)	(34.049.235)	-	152.927.138	156.274.507
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	109.758.351	120.902.080	6.321.968	5.589.735	40.101.263	50.771.519	1.637.352	1.728.688	4.178.002	4.489.449	31.981.373	6.842.271	7.622.679	-	(48.673.850)	(34.049.235)	-	152.927.138	156.274.507
PASIVOS NO CORRIENTES																			
Otros pasivos financieros no corrientes	160.194.894	159.525.130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	160.194.894	159.525.130
Pasivo por impuestos diferidos	380.487	196.721	1.155.802	1.160.994	9.481.943	8.773.544	-	-	6.036.972	6.082.604	-	-	-	-	-	-	-	17.055.204	16.213.863
Otros pasivos no financieros no corrientes	8.612.614	4,679,402	622	434	11,533,675	11,849,500	-	-	24,291	23,187	-	-	-	-	(649,427)	(98,355)	-	19,521,775	16,454,168
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	4,394,465	3,510,374	85,842	68,685	594,279	492,025	-	-	493,188	425,973	2,305	-	4,239	-	-	-	-	5,574,318	4,497,057
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	173,582,460	167,911,627	1,242,266	1,230,113	21,609,897	21,115,069	-	-	6,554,451	6,531,764	2,305	-	4,239	-	(649,427)	(98,355)	-	202,346,191	196,690,218
TOTAL PASIVOS	283,340,811	288,813,707	7,564,234	6,819,848	61,711,160	71,886,588	1,637,352	1,728,688	10,732,453	11,021,213	31,983,678	6,842,271	7,626,918	-	(49,323,277)	(34,147,590)	-	355,273,329	352,964,725
PATRIMONIO																			
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	394,152,050	400,721,981	15,339,433	15,977,786	117,762,419	105,104,640	5,266,469	8,391,295	71,712,707	69,388,782	(721,585)	(109,283)	11,652,354	-	(221,011,797)	(198,753,220)	-	394,152,050	400,721,981
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,824,783	5,299,685	-	16,824,783	5,299,685
TOTAL PATRIMONIO	394,152,050	400,721,981	15,339,433	15,977,786	117,762,419	105,104,640	5,266,469	8,391,295	71,712,707	69,388,782	(721,585)	(109,283)	11,652,354	-	(204,187,014)	(193,453,535)	-	410,976,833	406,021,666
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	677,492,861	689,535,688	22,903,667	22,797,634	179,473,579	176,991,228	6,903,821	10,119,983	82,445,160	80,409,995	31,262,093	6,732,988	19,279,272	-	(253,510,291)	(227,601,125)	-	766,250,162	758,986,391

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		ELIMINACIONES		TOTALES		
	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	01/01/2015 al 30/09/2015	01/01/2014 al 30/09/2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	164.702.300	151.152.866	12.035.710	11.156.988	19.898.988	19.394.428	17.085.300	15.618.095	13.956.488	13.956.072	-	-	-	-	-	-	-	227.678.786	211.277.449
Otros ingresos	15.787.745	14.661.148	443.910	484.924	2.005.792	640.517	69.901	63.773	844.737	772.924	-	-	-	-	-	-	-	19.152.085	16.623.286
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(134.806.908)	(123.080.740)	(8.941.355)	(8.436.261)	(321.042)	(198.756)	(16.454.655)	(14.342.859)	(4.984.358)	(5.126.682)	-	-	-	-	-	-	-	(165.508.318)	(151.185.298)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(8.513.652)	(7.706.405)	(309.713)	(320.803)	(1.406.152)	(1.112.700)	-	-	(1.380.364)	(1.200.236)	-	-	-	-	-	-	-	(11.609.881)	(10.340.144)
Gasto por Depreciación y Amortización	(6.906.181)	(5.689.222)	(638.413)	(541.616)	(2.668.448)	(2.533.471)	-	-	(2.129.961)	(1.836.557)	-	-	-	-	-	-	-	(12.343.003)	(10.600.866)
Otros Gastos por Naturaleza	(18.315.981)	(14.982.023)	(865.220)	(863.516)	(3.763.006)	(2.334.673)	(27.747)	(146.174)	(3.002.340)	(3.242.929)	(17.300)	-	(22.229)	-	-	-	-	(26.013.823)	(21.569.315)
Otras Ganancias (Pérdidas)	89.516	3.348	(8.568)	(9.240)	2.363	1.570	-	-	22.755	(20.561)	-	-	-	-	-	-	-	106.066	(24.883)
Ingresos Financieros	1.391.091	783.823	21.646	35.348	912.044	670.025	216.207	286.312	503.666	477.875	5.728	-	1.310	-	(529.313)	(1.151.708)	-	2.522.379	1.101.675
Costos Financieros	(5.399.414)	(4.502.804)	(56.548)	(14.207)	(923.728)	(1.180.176)	-	-	(1.435)	(1.153)	(7.093)	-	(224)	-	529.313	1.151.708	-	(5.859.129)	(4.546.632)
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12.402.544	14.041.404	-	-	(8.628)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.277.111)	(15.656.312)	-	(2.883.195)	(1.614.908)
Diferencias de Cambio	2.737.587	(9.555)	-	-	(2.084)	(4.007)	(1.102.699)	(1.104.580)	(2.901)	77	(151.893)	-	(10.298)	-	-	-	-	1.467.712	(1.118.065)
Resultados por Unidades de Reajuste	(4.827.593)	(4.084.066)	6.189	4.495	207.018	330.535	5.029	6.800	15.045	14.413	75.500	-	8.850	-	-	-	-	(4.509.962)	(3.727.823)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	18.341.054	20.587.774	1.687.638	1.496.112	13.933.117	13.673.292	(208.664)	381.367	3.841.332	3.792.243	(95.058)	-	(22.591)	-	(15.277.111)	(15.656.312)	-	22.199.717	24.274.476
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.422.607)	(1.129.889)	(302.376)	(224.812)	(2.666.106)	(2.492.665)	(156.395)	(243.286)	(485.816)	(435.629)	20.586	-	5.368	-	-	-	-	(5.007.346)	(4.526.281)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	16.918.447	19.457.885	1.385.262	1.271.300	11.267.011	11.180.627	(365.059)	138.081	3.355.516	3.356.614	(74.472)	-	(17.223)	-	(15.277.111)	(15.656.312)	-	17.192.371	19.748.195
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	16.918.447	19.457.885	1.385.262	1.271.300	11.267.011	11.180.627	(365.059)	138.081	3.355.516	3.356.614	(74.472)	-	(17.223)	-	(15.277.111)	(15.656.312)	-	17.192.371	19.748.195

27 Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de octubre de 2015 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

28 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	30/09/2015 M\$	30/09/2014 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	8.928	556
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	2.562	1.354
Saesa	Gestión de residuos	Costo	759	1.408
Saesa	Reforestaciones	Inversión	-	11.919
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	250	512
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	6.649	30.798
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	810
STS	Asesorías medioambientales	Costo	12	1.916
STS	Gestión de residuos	Costo	108	-
STS	Reforestaciones	Inversión	-	10.533
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	559	75
STS	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	2.540
STS	Proyectos de inversión	Inversión	277.858	41.921
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	3.510	3.323
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	12.511	5.962
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	370	96
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	36.058	5.118
Total			350.134	118.841

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

29 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 30 de septiembre de 2015 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total	2015 (M\$)	2016 (M\$)	2017 (M\$)	2018 (M\$)	
Agencia Chilena de Eficiencia Energetica	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	240.000	192.000	48.000	-	-	
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	216.083	115.173	100.910	-	-	
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	11.106.702	8.482	10.008.925	1.089.295	-	
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.428.628	711.464	2.350.805	5.366.359	-	
Municipalidad de Cisnes	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.127	4.127	-	-	-	
Consorcio Viaducto Chamiza S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	76.315	76.315	-	-	-	
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	469.146	228.857	240.289	-	-	
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	123.262	55.231	68.031	-	-	
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	163.938	81.969	81.969	-	-	
Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	24.537	-	24.537	-	-	
Serviu Chiloe	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.536	1.536	-	-	-	
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	922.267	20.479	901.788	-	-	
Chilquinta Energía S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	7.434.381	-	2.822.829	2.068.211	2.543.341	
Minera Escondida Ltda.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	796.540	398.270	398.270	-	-	
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.802.698	-	1.802.698	-	-	
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	408.759	-	-	408.759	-	
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.802	1.267	2.535	-	-	
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.069	5.069	-	-	-	
Fisco de Chile Servicio Nacional de Aduanas	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.026	-	2.026	-	-	
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	621.286	-	-	621.286	-	
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.576	-	5.576	-	-	
Director de Vialidad Región del Bio Bio	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	32.038	-	32.038	-	-	
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.945	-	6.945	-	-	
Director de Vialidad Región del Bio Bio	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	48.593	36.527	12.065	-	-	
Hidroeléctrica Ñuble SpA	STC	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.794.880	-	-	2.794.880	-	
Director Regional de Vialidad, Región Antofagasta	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.171	-	5.171	-	-	
					Totales	35.744.305	1.936.768	18.915.407	12.348.790	2.543.341

Saesa mantiene boletas de garantía con Chilquinta Energía (CHE), en el marco de la adjudicación de proyectos de transmisión troncal; Nueva Línea 2x220 KV Cardones-Diego de Almagro y Nueva Línea 2x220 KV Ciruelos-Pichirropulli. La relacionada Eletrans debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias de fiel cumplimiento y para garantizar la ejecución del proyecto y el pago de multas. Estas últimas boletas fueron obtenidas por Eletrans con la garantía de CHE.

Para proteger su posición de garante único, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas garantizadas por CHE a Eletrans S.A. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Durante el año 2013 en el marco de la presentación a la propuesta de los proyectos Nueva Línea 1x220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución S.A. abierta de giro exclusivo transmisión (Eletrans II S.A.).

Estas últimas boletas fueron obtenidas por CHE y para proteger su posición, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas emitidas por CHE. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Tal como se aprecia, el monto total garantizado por este concepto alcanza a M\$7.434.381 al 30.09.2015.

30 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 30 de septiembre de 2015 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$10.536.582.

31 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

30/09/2015											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.910.558	171.563.021	40.101.263	21.609.897	19.898.988	11.267.011	11.512.617
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	23.957.463	58.487.697	4.178.002	6.554.451	13.956.488	3.355.516	3.330.749
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.975.207	15.928.460	6.321.968	1.242.266	12.035.710	1.385.262	1.380.743
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	6.759.640	144.181	1.637.352	-	17.085.300	(365.059)	749.893
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	4.050.169	27.211.924	31.981.373	2.305	-	(74.472)	(612.302)
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	917.051	18.362.221	7.622.679	4.239	-	(17.223)	561.585

31/12/2014											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.512.843	168.478.385	50.771.519	21.115.069	26.167.971	15.084.219	15.036.690
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	22.180.413	58.229.582	4.489.449	6.531.764	18.752.045	5.056.105	5.008.338
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.799.826	15.997.808	5.589.735	1.230.113	15.992.754	2.321.613	2.318.492
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	9.991.463	128.520	1.728.688	-	18.677.695	372.318	1.645.442
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.268.529	3.464.459	6.842.271	-	-	(38.929)	(408.226)

32 Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), son accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

ACTIVOS	30/09/2015 MUSD	31/12/2014 MUSD	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	12.150,06	6.125,87	8.489,490	3.716,872
ACTIVOS NO CORRIENTES	84.923,81	54.294,15	59.337,965	32.942,976
TOTAL ACTIVOS	97.073,87	60.420,02	67.827,455	36.659,848

PATRIMONIO Y PASIVOS	30/09/2015 MUSD	31/12/2014 MUSD	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES	3.498,76	6.008,41	2.444,654	3.645,603
PASIVOS NO CORRIENTES	109.829,91	66.009,86	76.740,355	40.051,483
PATRIMONIO	(16.254,80)	(11.598,25)	(11.357,554)	(7.037,238)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	97.073,87	60.420,02	67.827,455	36.659,848

Estado de Resultados Integrales	01/01/2015 al 30/09/2015 MUSD	01/01/2014 al 30/09/2014 MUSD	01/01/2015 al 30/09/2015 M\$	01/01/2014 al 30/09/2014 M\$
Ganancia (pérdida)				
Ingresos anticipados	-	-	-	-
Otros ingresos	5,25	17,04	3.421	9.496
Otros gastos, por naturaleza	(311,65)	(332,08)	(199.383)	(187.091)
Ingresos financieros	20,12	160,99	13.406	89.395
Costos financieros	(4.804,98)	(1.200,13)	(3.106.095)	(670.753)
Diferencias de cambio	(5.970,77)	(3.711,86)	(3.825.576)	(2.017.118)
Resultado por unidades de reajuste	96,51	-	60.901	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(10.965,52)	(5.066,04)	(7.053.326)	(2.776.071)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	2.764,82	1.013,18	1.782.126	555.197
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(8.200,70)	(4.052,86)	(5.271.200)	(2.220.874)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	(8.200,70)	(4.052,86)	(5.271.200)	(2.220.874)

Estado del Resultado Integral	01/01/2015 al 30/09/2015 MUSD	01/01/2014 al 30/09/2014 MUSD	01/01/2015 al 30/09/2015 M\$	01/01/2014 al 30/09/2014 M\$
Ganancia (Pérdida)	(8.200,70)	(4.052,86)	(5.271.200)	(2.220.874)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	4.856,33	(2.812,44)	2.293.106	(2.230.414)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	4.856,33	(2.812,44)	2.293.106	(2.230.414)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(1.311,21)	562,49	(619.139)	446.083
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(1.311,21)	562,49	(619.139)	446.083
Otro Resultado Integral	3.545,12	(2.249,95)	1.673.967	(1.784.331)
Resultado Integral Total	(4.655,58)	(6.302,81)	(3.597.233)	(4.005.205)

Al 30 de septiembre de 2015, debido al patrimonio negativo de Eletrans S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$5.678.777 y al 31 de diciembre de 2014, M\$3.518.619. El resultado del período por M\$2.635.600, corresponde al 50% de la pérdida de Eletrans S.A. (M\$1.110.437 en 2014).

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans II S.A. (moneda funcional dólar) al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

ACTIVOS	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	6.263,07	14.473,18	4.376.132	8.781.602
ACTIVOS NO CORRIENTES	25.562,06	14.417,97	17.860.723	8.748.103
TOTAL ACTIVOS	31.825,13	28.891,15	22.236.855	17.529.705

PATRIMONIO Y PASIVOS	30/09/2015	31/12/2014	30/09/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	450,02	28.794,93	314.438	17.471.324
PASIVOS NO CORRIENTES	37.855,02	3.543,19	26.450.060	2.149.830
PATRIMONIO	(6.479,91)	(3.446,97)	(4.527.643)	(2.091.449)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	31.825,13	28.891,15	22.236.855	17.529.705

Estado de Resultados Integrales	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al
Ganancia (pérdida)	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015	30/09/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Otros ingresos	-	3,44	-	2.038
Otros gastos, por naturaleza	(178,26)	(16,51)	(111.685)	(9.344)
Ingresos financieros	186,70	219,02	117.793	123.930
Costos financieros	(373,63)	(558,08)	(237.852)	(315.973)
Diferencias de cambio	(746,91)	(1.882,48)	(498.002)	(1.061.830)
Resultado por unidades de reajuste	85,57	-	54.000	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(1.026,53)	(2.234,61)	(675.747)	(1.261.178)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	274,41	446,92	180.556	252.236
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(752,12)	(1.787,69)	(495.191)	(1.008.942)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	(752,12)	(1.787,69)	(495.191)	(1.008.942)

Estado del Resultado Integral	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al
	30/09/2015	30/09/2014	30/09/2015	30/09/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Ganancia (Pérdida)	(752,12)	(1.787,69)	(495.191)	(1.008.942)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(3.124,41)	(2.180,37)	(2.513.827)	(1.358.629)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(3.124)	(2.180,37)	(2.513.827)	(1.358.629)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	843,59	436,07	678.733	271.726
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	843,59	436,07	678.733	271.726
Otro Resultado Integral	(2.280,82)	(1.744,30)	(1.835.093)	(1.086.903)
Resultado Integral Total	(3.032,94)	(3.531,99)	(2.330.284)	(2.095.845)

Al 30 de septiembre de 2015, debido al patrimonio negativo de Eletrans II S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$2.263.822 y al 31 de diciembre de 2014, M\$1.045.725. El resultado del periodo por M\$247.596, corresponde al 50% de la pérdida de Eletrans II S.A. (M\$504.471 en 2014).

33 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 30/09/2015 M\$	
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
Chile	UF	3,00%	-	4.696.221	4.696.221	4.570.424	4.444.628	4.318.831	-	-	-	13.333.883
Chile	UF	3,60%	-	904.427	904.427	904.427	904.428	904.428	904.428	904.428	31.451.739	35.069.450
Chile	UF	3,75%	1.177.178	1.177.178	2.354.356	2.354.358	2.354.358	2.354.358	2.354.358	2.354.358	82.790.739	92.208.171
Chile	UF	0,88%	4.303.902	-	4.303.902	4.178.436	4.052.968	3.927.501	-	-	-	12.158.905
Chile	UF	3,20%	-	1.609.426	1.609.426	1.609.426	1.609.426	1.609.426	1.609.426	1.609.426	73.628.115	80.065.819
Totales			5.481.080	8.387.252	13.868.332	13.617.071	13.365.808	13.114.544	4.868.212	187.870.593	232.836.228	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 31/12/2014 M\$	
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
Chile	UF	3,00%	2.357.824	2.327.267	4.685.091	4.562.866	4.440.640	4.318.414	4.196.189	-	-	17.518.109
Chile	UF	3,60%	439.368	439.368	878.736	878.737	878.737	878.737	878.737	878.737	31.437.335	34.952.283
Chile	UF	3,75%	-	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	81.583.434	90.733.434
Chile	UF	0,88%	-	3.824.096	3.824.096	3.791.588	3.759.081	3.726.573	-	-	-	11.277.242
Chile	UF	3,20%	781.862	781.862	1.563.724	1.563.723	1.563.723	1.563.723	1.563.723	1.563.723	73.100.978	79.355.870
Totales			3.579.054	9.660.093	13.239.147	13.084.414	12.929.681	12.774.947	8.926.149	186.121.747	233.836.938	

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	30 de septiembre 2015									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 30/09/2015 M\$	
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	-	4.696.221	4.696.221	4.570.424	4.444.628	4.318.831	-	-	13.333.883	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	-	904.427	904.427	904.427	904.428	904.428	904.428	31.451.739	35.069.450	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN'397	Chile	UF	3,94%	3,75%	1.177.178	1.177.178	2.354.356	2.354.358	2.354.358	2.354.358	2.354.358	82.790.739	92.208.171	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN'301	Chile	UF	1,23%	0,88%	4.303.902	-	4.303.902	4.178.436	4.052.968	3.927.501	-	-	12.158.905	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON'742	Chile	UF	3,26%	3,20%	-	1.609.426	1.609.426	1.609.426	1.609.426	1.609.426	1.609.426	73.628.115	80.065.819	
Totales								5.481.080	8.387.252	13.868.332	13.617.071	13.365.808	13.114.544	4.868.212	187.870.593	232.836.228	

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre 2014									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años M\$	al 31/12/2014 M\$	
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.357.824	2.327.267	4.685.091	4.562.866	4.440.640	4.318.414	4.196.189	-	17.518.109	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	439.368	439.368	878.736	878.737	878.737	878.737	878.737	31.437.335	34.952.283	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN'397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	81.583.434	90.733.434	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN'301	Chile	UF	1,23%	0,88%	-	3.824.096	3.824.096	3.791.588	3.759.081	3.726.573	-	-	11.277.242	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON'742	Chile	UF	3,26%	3,20%	781.862	781.862	1.563.724	1.563.723	1.563.723	1.563.723	1.563.723	73.100.978	79.355.870	
Totales								3.579.054	9.660.093	13.239.147	13.084.414	12.929.681	12.774.947	8.926.149	186.121.747	233.836.938	

34 Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	73.357	71.931
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	5.793.284	5.897.800
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	3.083.153	2.834.409
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	1.128.932	1.667.517
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	847	5.044.098
(***)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso Chileno	33.786.194	-
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	4.774.108	17
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				48.639.875	15.515.772
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	8.593.594	9.545.500
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	622.642	170.579
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				9.216.236	9.716.079
TOTAL ACTIVOS				57.856.111	25.231.851
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	30/09/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.166.439	9.010.723
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	4.224.931	1.118.486
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	356.103	316.410
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	16.027	3.218.328
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	4.535	379.340
	Otros Pasivos no financieros corrientes	Dólar	Peso chileno	7.942.599	4.564.344
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				21.710.634	18.607.631
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	160.194.894	159.525.130
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				160.194.894	159.525.130
TOTAL PASIVOS				181.905.528	178.132.761

(*) Cuentas denominadas en pesos que corresponden a las filiales SGA, STC y STN, que tienen moneda funcional dólar.

(**) Se incluye aquellas cuentas que se eliminan en consolidación en el grupo y que en las filiales SGA, STC y STN con moneda funcional dólar, están denominadas en pesos.

(***) Transacciones denominadas en dólares entre la Sociedad (moneda funcional peso) y sus filiales con moneda funcional dólar.