
**Gerencia de Administración
Subgerencia de Consolidación y Reporting
Area de Consolidación y Reporting**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**
correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2013

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

- Informe de los auditores independientes
- Estados Financieros Consolidados
- Notas a los Estados Financieros Consolidados



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enersis S.A.

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enersis S.A. y afiliadas, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y al 1 de enero de 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades afiliadas y coligadas, cuyos estados financieros reflejan respectivamente, un total de activos que constituyen un 30%, 34% y 35% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 1 de enero de 2012, y de ingresos ordinarios totales que constituyen, un 31%, 32% y 31% de los ingresos ordinarios consolidados totales por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión, en lo que se refiere a los montos incluidos de esas sociedades, se basa únicamente en los informes de esos otros auditores. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de los otros auditores, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 1 de enero de 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Marek Borowski

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 7 de febrero de 2014

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 1 de enero de 2012**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2013 M\$	31-12-2012 (*) Re-expresados M\$	01-01-2012 (*) Re-expresados M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	7	781.029.437	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros corriente		141.597.292	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	8	1.045.263.881	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9	34.019.574	47.570.282	61.912.486
Inventarios	10	77.782.755	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	11	210.134.773	205.554.882	138.365.618
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		3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	12	-	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos financieros no corrientes	7	491.536.418	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes		84.091.825	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	8	223.045.673	202.900.342	443.128.492
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	248.080.880	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	1.173.560.361	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	15	1.372.320.328	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	16	7.433.798.725	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	17	44.877.049	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	18	210.137.767	321.556.216	367.036.508
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.281.449.026	10.956.303.372	11.170.363.322
TOTAL DE ACTIVOS		15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

(*) Ver nota 2.2a)

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 1 de enero de 2012**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2013 M\$	31-12-2012 (*) Re-expresados M\$	01-01-2012 (*) Re-expresados M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros corrientes	19	906.675.205	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	204.412.270	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	23	118.582.658	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	11	255.148.385	169.545.538	232.246.173
Otros pasivos no financieros corrientes		76.848.849	83.919.926	56.288.910
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.981.259.699	2.346.730.725	2.422.034.024
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	12	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.981.259.699	2.346.730.725	2.422.034.024
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros no corrientes	19	2.790.249.111	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	22	23.063.878	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	23	193.967.353	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	18	395.486.890	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	238.514.991	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes		47.657.524	65.313.125	96.722.791
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		3.688.939.747	3.941.554.532	4.336.011.867
TOTAL PASIVOS		6.670.199.446	6.288.285.257	6.758.045.891
PATRIMONIO				
Capital emitido	25.1	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.813.634.297	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	25.1	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	25.5	(2.473.120.417)	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.168.554.253	3.893.798.571	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	25.6	2.338.910.608	3.064.408.474	2.995.312.585
PATRIMONIO TOTAL		8.507.464.861	6.958.207.045	6.891.041.191
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

(*) Ver nota 2.2a)

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2013 M\$	2012 (*) Re-expresados M\$	2011 (*) Re-expresados M\$
Ingresos de actividades ordinarias	26	5.696.777.240	6.182.123.698	6.107.142.811
Otros ingresos, por naturaleza	26	567.668.662	313.829.750	279.457.083
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		6.264.445.902	6.495.953.448	6.386.599.894
Materias primas y consumibles utilizados	27	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)	(3.450.163.125)
Margen de Contribución		3.175.304.707	2.800.930.529	2.936.436.769
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		61.965.528	48.667.382	49.921.196
Gastos por beneficios a los empleados	28	(465.682.098)	(409.179.836)	(371.753.777)
Gasto por depreciación y amortización	29	(435.473.259)	(434.483.734)	(416.864.931)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	29	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)
Otros gastos por naturaleza	30	(520.098.689)	(492.558.847)	(522.693.103)
Resultado de Explotación		1.741.138.265	1.470.762.767	1.538.926.951
Otras ganancias (pérdidas)	31	19.170.005	15.186.412	(4.731.186)
Ingresos financieros	32	260.126.546	232.129.980	194.545.840
Costos financieros	32	(388.367.634)	(419.888.938)	(423.128.515)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	25.289.219	30.381.936	26.891.233
Diferencias de cambio	32	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044
Resultado por unidades de reajuste	32	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.617.568.531	1.299.688.888	1.327.421.440
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(504.167.785)	(406.675.920)	(455.469.317)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		658.514.150	377.350.521	375.471.254
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	454.886.596	515.662.447	496.480.869
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	13,41	11,56	11,50
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	13,41	11,56	11,50
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	13,41	11,56	11,50
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	13,41	11,56	11,50

(*) Ver nota 2.2a)

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2013 M\$	2012 (*) Re-expresados M\$	2011 (*) Re-expresados M\$
Ganancia (Pérdida)		1.113.400.746	893.012.968	871.952.123
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	24.2.f	6.351.518	(14.044.750)	(61.614.524)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		6.351.518	(14.044.750)	(61.614.524)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(76.723.893)	(364.848.647)	211.297.640
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(2.273)	515	(55.959)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		8.367.223	737.736	(15.880.240)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(76.144.260)	72.360.295	(63.842.341)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		55.283	(6.300.885)	(8.309.911)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(144.447.920)	(298.050.986)	123.209.189
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(138.096.402)	(312.095.736)	61.594.665
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuestos a las ganancias relacionados con planes de beneficios definidos		(2.603.231)	4.662.040	23.078.884
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		(2.603.231)	4.662.040	23.078.884
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuestos a las ganancias relacionados con coberturas de flujos de efectivo		12.332.516	(25.726.629)	14.110.400
Impuestos a las ganancias relacionados con activos financieros disponibles para la venta		455	(569)	9.513
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		12.332.971	(25.727.198)	14.119.913
Total Otro resultado integral		(128.366.662)	(333.160.894)	98.793.462
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		985.034.084	559.852.074	970.745.585
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		577.348.684	187.169.558	368.568.685
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		407.685.400	372.682.516	602.176.900
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		985.034.084	559.852.074	970.745.585

(*) Ver nota 2.2a)

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2013	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-	13.647	(1.498.010.369)	(1.511.122.753)	2.421.278.841	3.893.798.571	3.064.408.474	6.958.207.045
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									658.514.150	658.514.150	454.886.596	1.113.400.746
Otro resultado integral			(57.187.681)	(30.680.754)	6.865.655	(1.836)	(160.850)	(81.165.466)		(81.165.466)	(47.201.196)	(128.366.662)
Resultado integral										577.348.684	407.685.400	985.034.084
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503										2.845.858.393
Dividendos										(273.024.349)		(273.024.349)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(6.865.655)	-	74.015.741	67.150.086	6.865.655	72.555.238	(388.551.690)	(315.996.452)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no impliquen pérdida de control			41.885.724				(989.868.008)	(947.982.284)		(947.982.284)	(744.631.576)	(1.692.613.860)
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(15.301.957)	(30.680.754)	-	(1.836)	(916.013.117)	(961.997.664)	392.355.456	2.274.755.682	(725.497.866)	1.549.257.816
Saldo Final al 31/12/2013	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-	11.811	(2.414.023.486)	(2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861
Saldo Inicial al 01/01/2012	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	2.995.312.585	6.891.041.191
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									377.350.521	377.350.521	515.662.447	893.012.968
Otro resultado integral			(217.342.727)	27.904.293	(742.368)	(189)	28	(190.180.963)		(190.180.963)	(142.979.931)	(333.160.894)
Resultado integral										187.169.558	372.682.516	559.852.074
Dividendos										(188.298.192)		(188.298.192)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	742.368	-	(801.401)	(59.033)	(742.368)	(801.401)	(303.586.627)	(304.388.028)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(217.342.727)	27.904.293	-	(189)	(801.373)	(190.239.996)	188.309.961	(1.930.035)	69.095.889	67.165.854
Saldo Final al 31/12/2012 Re-expresados (*)	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-	13.647	(1.498.010.369)	(1.511.122.753)	2.421.278.841	3.893.798.571	3.064.408.474	6.958.207.045
Saldo Inicial al 01/01/2011	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-	41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									375.471.254	375.471.254	496.480.869	871.952.123
Otro resultado integral			60.106.895	(41.093.728)	(25.887.747)	(27.989)	-	(6.902.569)		(6.902.569)	105.696.031	98.793.462
Resultado integral										368.568.685	602.176.900	970.745.585
Dividendos										(209.886.734)		(209.886.734)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	3.236.883	-	25.887.747	-	8.682.538	37.807.168	(36.305.149)	1.502.019	(385.347.635)	(383.845.616)
Total de cambios en patrimonio	-	-	63.343.778	(41.093.728)	-	(27.989)	8.682.538	30.904.599	129.279.371	160.183.970	216.829.265	377.013.235
Saldo Final al 31/12/2011 Re-expresados (*)	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	2.995.312.585	6.891.041.191

(*) Ver nota 2.2a)

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2013 M\$	2012 (*) Re-expresados M\$	2011 (*) Re-expresados 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		6.946.352.718	7.421.957.070	7.554.155.043
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		86.605.572	93.605.931	86.290.041
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		74.183.266	5.903.050	16.628.221
Otros cobros por actividades de operación		509.496.016	384.127.217	251.484.266
Clases de pagos				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.690.576.400)	(3.899.057.207)	(3.804.072.531)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(448.354.032)	(400.061.812)	(349.702.202)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(5.782.311)	(8.066.513)	(5.627.373)
Otros pagos por actividades de operación		(1.176.355.154)	(1.351.575.914)	(1.544.218.673)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(381.648.502)	(452.305.887)	(358.664.017)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(212.945.529)	(251.163.500)	(173.026.445)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.700.975.644	1.543.362.435	1.673.246.330
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		-	-	12.662.234
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(5.084.700)	(7.140.000)	(4.058.192)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		871.863.989	-	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(1.433.536.193)	(194.093.275)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(4.844.706)	-	(1.326.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		7.449.529	918.437	6.041.469
Compras de propiedades, planta y equipo		(603.413.832)	(517.233.484)	(484.028.401)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	-	8.965.592
Compras de activos intangibles		(169.371.666)	(187.197.935)	(187.551.511)
Compras de otros activos a largo plazo		(2.034.104)	(2.859.668)	(2.183.333)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.485.915)	(2.691.688)	(3.474.792)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		14.308.008	2.013.452	4.108.554
Cobros a entidades relacionadas		4.895.411	2.600.730	-
Dividendos recibidos		9.081.705	7.539.711	4.025.233
Intereses recibidos		92.176.821	56.681.895	19.611.804
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.891.436)	(674.255)	10.748.226
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.223.887.089)	(842.136.080)	(616.459.117)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		1.130.817.519	-	-
Total importes procedentes de préstamos		530.735.256	501.199.355	643.919.707
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		487.162.501	400.797.521	525.077.859
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		43.572.755	100.401.834	118.841.848
Préstamos de entidades relacionadas		693.084	-	18.257.300
Pagos de préstamos		(563.049.681)	(645.675.778)	(617.735.935)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(9.388.183)	(25.491.730)	(11.478.851)
Dividendos pagados		(482.046.152)	(547.081.888)	(648.107.205)
Intereses pagados		(230.584.133)	(253.478.855)	(245.683.421)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(40.412.354)	(41.745.935)	(14.511.368)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		336.765.356	(1.012.274.831)	(875.339.773)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		813.853.911	(311.048.476)	181.447.440
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		(23.298.403)	(60.803.672)	76.040.491
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		790.555.508	(371.852.148)	257.487.931
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6	815.832.061	1.187.684.209	930.196.278
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209

(*) Ver nota 2.2a)

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	17
2.4	Entidades filiales.....	17
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	17
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	18
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	18
2.5	Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos	18
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	18
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	20
a)	Propiedades, plantas y equipos.....	20
b)	Propiedad de inversión.....	22
c)	Plusvalía.....	22
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	23
d.1)	Concesiones.....	23
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	24
d.3)	Otros activos intangibles.....	24
e)	Deterioro del valor de los activos.....	24
e.1)	Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).....	24
e.2)	Activos financieros.....	25
f)	Arrendamientos.....	26
g)	Instrumentos financieros.....	26
g.1)	Activos financieros no derivados.....	26
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	27
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	27
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.....	27
g.5)	Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.....	28
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	29
h)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	29
i)	Inventarios.....	29
j)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	29
k)	Acciones propias en cartera.....	30
l)	Provisiones.....	30
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	30
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	31
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	31
o)	Impuesto a las ganancias.....	31
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	32
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	32
r)	Dividendos.....	32
s)	Sistemas de retribución basados en acciones.....	33
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	33
u)	Estado de flujos de efectivo.....	33
4.	AUMENTO DE CAPITAL.....	34
5.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	36
5.1	Generación:.....	36

5.2	Distribución:	40
6.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	43
7.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	44
8.	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	45
9.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	47
9.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	47
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	47
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	48
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	49
9.2	Directorio y personal clave de la gerencia	50
9.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	52
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	52
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	52
9.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	52
10.	INVENTARIOS.....	54
11.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	54
12.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	55
13.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	56
13.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	56
14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	59
15.	PLUSVALÍA.....	61
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	63
17.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	67
18.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	67
19.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	69
19.1	Préstamos que devengan intereses.....	70
19.2	Obligaciones No Garantizadas	73
19.3	Obligaciones Garantizadas.....	74
19.4	Deuda de cobertura.....	78
19.5	Otros aspectos.....	78
20.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	79
20.1	Riesgo de tasa de interés.....	79
20.2	Riesgo de tipo de cambio.....	80
20.3	Riesgo de commodities.....	80
20.4	Riesgo de liquidez.....	81
20.5	Riesgo de crédito.....	81
20.6	Medición del riesgo.....	81
21.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	83
21.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	83
21.2	Instrumentos derivados.....	84
21.3	Jerarquías del valor razonable.....	86
22.	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	88
23.	PROVISIONES.....	89
24.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	90
24.1	Aspectos generales:	90
24.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	90
25.	PATRIMONIO.....	95
25.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	95
25.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	97
25.3	Gestión del capital.....	97
25.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	97

25.5	Otras Reservas.....	97
25.6	Participaciones no controladoras.....	99
26.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	100
27.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	100
28.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	101
29.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	101
30.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	101
31.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	102
32.	RESULTADO FINANCIERO.....	102
33.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	103
34.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	104
34.1	Criterios de segmentación.....	104
34.2	Generación ,distribución y otros.....	105
34.3	Países.....	108
34.4	Generación y distribución por países.....	111
35.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	117
35.1	Garantías directas.....	117
35.2	Garantías Indirectas.....	117
35.3	Litigios y arbitrajes.....	118
35.4	Restricciones financieras.....	132
35.5	Otras informaciones.....	138
36.	DOTACIÓN.....	139
37.	SANCIONES.....	139
38.	HECHOS POSTERIORES.....	150
	ENERSIS.....	150
39.	MEDIO AMBIENTE.....	152
40.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	152
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:.....	154
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:.....	158
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:.....	159
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:.....	160
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	165
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:.....	167
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:.....	170
	ANEXO N°7 ESTADOS FINANCIEROS REEXPRESADOS:.....	176

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012.

(En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enersis S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enersis (en adelante, “Enersis” o el “Grupo”).

Enersis S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España; sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993 y en Latibex desde 2001.

Enersis es filial de Endesa, S.A., entidad española que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente se modificaron los estatutos, y la existencia de nuestra compañía bajo su actual nombre, Enersis S.A., data desde el 1 de agosto de 1988. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Unico Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 11.574 trabajadores al 31 de diciembre de 2013. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2013 fue de 11.301 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 36.

Enersis tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2012 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 30 de enero de 2013, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 2013, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.m.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enersis al 31 de diciembre de 2013, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 07 de febrero de 2014.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y 1 de enero de 2012, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2011 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Nota 3).

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF y a los criterios del Comité de Interpretaciones de las NIIF (en adelante, "CINIIF").

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 1: Presentación de estados financieros</p> <p><i>Modifica aspectos de presentación de los componentes de los "Otros resultados integrales". Se exige que estos componentes sean agrupados en aquellos que serán y aquellos que no serán posteriormente reclasificados a pérdidas y ganancias.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2012.</p>
<p>NIIF 10: Estados financieros consolidados</p> <p><i>Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados, que aplica a todas las entidades (incluyendo las entidades de cometido específico o entidades estructuradas).</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 11: Acuerdos conjuntos</p> <p><i>Redefine el concepto de control conjunto, alineándose de esta manera con NIIF 10, y requiere que las entidades que son parte de un acuerdo conjunto determinen el tipo de acuerdo (operación conjunta o negocio conjunto) mediante la evaluación de sus derechos y obligaciones. La norma elimina la posibilidad de consolidación proporcional para los negocios conjuntos.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades</p> <p><i>Requiere ciertas revelaciones que permitan evaluar la naturaleza de las participaciones en otras entidades y los riesgos asociados con éstas, así como también los efectos de esas participaciones en la situación financiera, rendimiento financiero y flujos de efectivo de la entidad.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 13: Medición del valor razonable</p> <p><i>Establece en una única norma un marco para la medición del valor razonable de activos y pasivos, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición. Además requiere información a revelar por las entidades, sobre las mediciones del valor razonable de sus activos y pasivos.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 27: Estados financieros separados</p> <p><i>Por efecto de la emisión de la NIIF 10, fue eliminado de la NIC 27 todo lo relacionado con estados financieros consolidados, restringiendo su alcance sólo a estados financieros separados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 28: Inversiones en asociadas y negocios conjuntos</p> <p><i>Modificada por efecto de la emisión de NIIF 10 y NIIF 11, con el propósito de uniformar las definiciones y otras clarificaciones contenidas en estas nuevas NIIF.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros - Información a revelar</p> <p><i>Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Modifica el reconocimiento y revelación de los cambios en la obligación por beneficios de prestación definida y en los activos afectos del plan, eliminando el método del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Mejoras a las NIIF</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 1, NIC 1, NIC 16, NIC 32 y NIC 34.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Guía de transición (Enmiendas a NIIF 10, 11 y 12)</p> <p><i>Las enmiendas clarifican la guía de transición de NIIF 10. Adicionalmente, estas enmiendas simplifican la transición de NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, limitando los requerimientos de proveer información comparativa ajustada para solamente el período comparativo precedente. Por otra parte, para revelaciones relacionadas con entidades estructuradas no consolidadas, las enmiendas remueven el requerimiento de presentar información comparativa para períodos anteriores a la primera aplicación de NIIF 12.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>

Todos estos nuevos pronunciamientos fueron aplicados por el Grupo retroactivamente, excepto por la NIIF 13 “Medición del valor razonable”, la cual entró en vigor de manera prospectiva.

NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”

Como consecuencia de aplicación de la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, a contar de 2013 las sociedades controladas en forma conjunta por el Grupo, que hasta los estados financieros presentados al 31 de diciembre de 2012 eran consolidadas de forma proporcional, deben registrarse bajo el método de la participación (ver nota 2.5 y 3.h), tal como lo exige la nueva Norma para aquellos acuerdos conjuntos que califiquen como Negocio Conjunto.

Las sociedades en cuestión son las siguientes:

- Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. y filiales.
- Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. y filiales.
- Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. y filial.
- Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

En consideración a que la aplicación de la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” tiene carácter retrospectiva, los presentes estados financieros consolidados incluyen modificaciones a los estados de situación financiera al 31 de diciembre y 1 de enero de 2012, a los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y a las correspondientes notas explicativas, todos ellos anteriormente emitidos y aprobados por los órganos de administración de Enersis. Estos cambios no afectan la determinación del patrimonio ni de la ganancia atribuible a los propietarios de la sociedad controladora.

La aplicación de esta norma no tiene efectos sobre la ganancia básica por acción, ni ha provocado un efecto de dilución en ellas.

A continuación se presenta un resumen de las principales modificaciones efectuadas, medidas en términos de variación, respecto a los estados financieros consolidados de Enersis originalmente emitidos:

(En miles de pesos)	Variaciones	
	31-12-2012	01-01-2012
Estados de Situación Financiera Consolidados	M\$	M\$
Activos Corrientes	(64.329.503)	(47.241.248)
Activos no Corriente	(7.011.835)	(37.542.422)
TOTAL DE ACTIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Pasivos Corrientes	(34.381.510)	(38.499.611)
Pasivos no Corrientes	(31.398.295)	(41.171.393)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Participaciones no controladoras	(5.561.533)	(5.112.666)
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Estado de Resultados Consolidados	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Ingresos	(81.713.866)	(148.280.450)
Aprovisionamiento y Servicios	22.102.568	88.271.604
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	(59.611.298)	(60.008.846)
Resultado Bruto de Explotación	(35.065.236)	(35.457.119)
Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro	8.863.455	8.073.361
Resultado Explotación	(26.201.781)	(27.383.758)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(5.764.328)	(5.955.872)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(549.014)	(588.497)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(549.014)	(588.497)
Estado de Flujos de Efectivo Consolidado	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(17.276.127)	(25.200.136)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	6.144.889	7.510.563
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(191.044)	16.089.778
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2.011.384	521.495
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	(32.237.059)	(31.158.759)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	(41.547.957)	(32.237.059)

Para mayor detalle ver anexo 7.

Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los empleados”

La aplicación de la enmienda a la NIC 19 “Beneficios a los empleados”, que también tiene carácter retrospectiva, ha implicado que los presentes estados financieros consolidados incluyan modificaciones en la presentación de los estados de resultados integrales correspondientes a los ejercicios 2012 y 2011, y a las respectivas notas explicativas, respecto a los que es su oportunidad fueron aprobados por los órganos de administración de Enersis. Estos cambios no afectan la determinación del patrimonio ni de la ganancia atribuible a los propietarios de la sociedad controladora.

La citada modificación se explica porque bajo este nuevo estándar los resultados financieros se deben presentar en términos netos, por cada uno de los planes de beneficio definido establecidos con los empleados del Grupo. Lo anterior, implicó una reducción en los ingresos y costos financieros por un monto de M\$ 32.126.591 y M\$ 39.138.315 en los ejercicios 2012 y 2011, respectivamente.

La aplicación de esta norma no tiene efectos sobre la ganancia básica por acción, ni ha provocado un efecto de dilución en ellas.

El resto de normas y enmiendas adoptadas, que han entrado en vigor a partir del 01 de enero de 2013, no han tenido un efecto significativo en los estados financieros consolidados intermedios de Enersis y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2014 y siguientes:

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación</p> <p><i>Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión</p> <p><i>Bajo los requerimientos de la NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión midan sus inversiones a valor razonable con cambio en resultados de acuerdo a NIIF 9, en lugar de consolidarlas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</p> <p><i>Corresponde a la primera etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y medición”. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e incluye el tratamiento y clasificación de los pasivos financieros.</i></p>	<p>No definida.</p> <p>Aplicación anticipada de etapas concluidas es permitida.</p>
<p>CINIIF 21: Gravámenes</p> <p><i>Esta interpretación de la NIC 37 “provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes”, proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 36: Deterioro del valor de los activos</p> <p><i>La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>Enmienda a NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición</p> <p><i>A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>Enmienda a la NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</p> <p><i>Corresponde a la segunda etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición. Esta enmienda añade un capítulo especial sobre contabilidad de cobertura, estableciendo un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.</i></p> <p><i>Esta enmienda también elimina la fecha de aplicación obligatoria de NIIF 9, en consideración a que la tercera y última etapa de proyecto, referente a deterioro de activos financieros, está todavía en curso.</i></p>	<p>No definida.</p> <p>Aplicación anticipada de etapas concluidas es permitida.</p>
<p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014</p>

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas, interpretaciones y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Gerencia del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos y plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (ver Notas 3.1.1 y 24).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 21).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten 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.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.o).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Entidades filiales.

Se consideran sociedades filiales aquellas en las que Enersis controla, directa o indirectamente, la mayoría de los derechos de voto sustantivos o, sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en su poder, o de terceros, ejercitables o convertibles al cierre de cada ejercicio.

Enersis está expuesta, o tiene derecho, a los rendimientos variables de estas sociedades y tiene la capacidad de influir en el monto de éstos.

En el anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades que componen el Grupo Enersis”, se describe la relación de Enersis con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el primer trimestre de 2013, ingresaron al perímetro de consolidación del Grupo Enersis las siguientes sociedades: Generalima S.A.C., Eléctrica Cabo Blanco S.A.C., Empresa Eléctrica de Piura S.A., Endesa Cemsa S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. Todas ellas aportadas por Endesa, S.A., agrupadas en Cono Sur Participaciones S.L.U., como parte del proceso de aumento de capital llevado a cabo por la compañía (ver notas 4 y 25.1.1).

El ingreso de estas compañías al perímetro de consolidación del Grupo Enersis supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M\$110.222.618 en los activos corrientes, M\$163.196.934 en los activos no corrientes, M\$180.637.895 en los pasivos corrientes y de M\$54.241.781 en los pasivos no corrientes.

Durante el ejercicio 2012 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis.

Durante el primer trimestre de 2011, se concretó el cierre de los procesos de venta de las sociedades Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis). La venta de CAM se perfeccionó con fecha 24 de febrero de 2011 por un monto de M\$ 6.775.748 (US\$ 14,2 millones), en tanto que la venta de Synapsis se concretó el 1 de marzo de 2011 por un monto de M\$ 24.710.920 (US\$ 52 millones). Para mayor información ver Nota 12.

La salida de CAM y Synapsis del perímetro de consolidación de Enersis supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 80.050.947 en los activos corrientes, M\$ 31.003.337 en los activos no corrientes, M\$ 56.359.935 en los pasivos corrientes y de M\$ 14.558.579 en los pasivos no corrientes.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

Aunque el Grupo posee, directa e indirectamente, un 48,48% de participación en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante "Codensa") y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante "Emgesa"), estas compañías tienen la consideración de "sociedades filiales" ya que Enersis, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. El Grupo mantiene un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

Aunque el Grupo Enersis posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante "Aysén"), tiene la consideración de "negocio conjunto" ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada sociedad.

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Son sociedades asociadas aquellas en las que Enersis, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto de esta. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las el grupo ejerce control gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Enersis actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enersis con cada una de dichas sociedades.

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor de razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida (costo de adquisición) y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio, o en otros resultados integrales, según proceda.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Diferencias de cambio por conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 25.2).
4. Los ajustes por conversión generados con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, han sido traspasados a reservas, en consideración a la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF" (ver Nota 25.5).
5. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
6. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
7. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas". El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

a) **Propiedades, planta y equipo.**

Las Propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,25% y un 9,31%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 30.325.539, M\$ 26.477.369 y M\$ 35.945.738 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente (ver Nota 32).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 48.087.586, M\$ 32.925.771 y M\$ 31.790.899 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 23).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta esa fecha (ver Nota 25.5).

Las construcciones 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, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurren.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.e) considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan periódicamente y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas.

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	22 - 100
Planta y equipos	3 - 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 - 15
Instalaciones fijas y accesorios	5 - 21
Vehículos de motor	5 - 10
Otros	2 - 33

Adicionalmente, para más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35-65
Equipo electromecánico	10-40
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-25
Renovables	35
Instalaciones de transporte y distribución:	
Red de alta tensión	10-60
Red de baja y media tensión	10-60
Equipos de medida y telecontrol	3-50
Otras instalaciones	4-25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	74 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	10 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	74 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	74 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	14 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	18 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	20 años	7 años
Compañía de Interconexión Energética S.A (CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	9 años

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios", interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio de su modelo de negocios que veníamos informando anteriormente. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado).

Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 se reconocen siguiendo los criterios generales. En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión.

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 17.

c) Plusvalía.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables y la participación no controladora de una sociedad filial, en la fecha de adquisición.

La valoración de los activos adquiridos y pasivos asumidos se realiza de forma provisional en la fecha de toma de control de la sociedad, revisándose la misma en el plazo máximo de un año a partir de la fecha de adquisición. Hasta que se determina de forma definitiva el valor razonable de los activos y pasivos, la diferencia entre el precio de adquisición y el valor contable de la sociedad adquirida se registra de forma provisional como plusvalía.

En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos adquiridos y los pasivos asumidos y de la plusvalía definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

La plusvalía que se generó con anterioridad de la fecha de nuestra transición a NIIF, esto es 1 de enero de 2004, se mantiene por el valor neto registrado a esa fecha, en tanto que las originadas con posterioridad se mantienen valoradas a su costo de adquisición (ver Nota 25.5 y 15).

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre 2012 y 1 de enero de 2012, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso, de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores se explican en la letra e) de esta Nota.

d.1) Concesiones.

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios". Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.I)

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 13.877.942, M\$ 15.741.611 y M\$ 18.130.297, respectivamente.

Las filiales de Enersis que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	13 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	14 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	2,5 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponibles para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 8)

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

El Grupo sigue la política de registrar como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 ascendió a M\$ 1.996.818, M\$ 2.298.344 y M\$ 2.104.631, respectivamente.

d.3) Otros activos intangibles.

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del valor de los activos.

e.1) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

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

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de 2013, 2012 y 2011, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)		
		2013	2012	2011
Chile	Peso chileno	2,2% - 5,3%	2,3% - 5,2%	4,2% - 5,3%
Argentina	Peso argentino	8,6% - 9,0%	8,6% - 9,5%	7,0% - 7,9%
Brasil	Real brasileño	5,1% - 6,1%	5,1% - 6,1%	5,0% - 6,0%
Perú	Nuevo sol peruano	3,6% - 4,6%	3,7% - 4,9%	3,2% - 4,3%
Colombia	Peso colombiano	4,3% - 5,3%	4,3% - 5,3%	4,4% - 5,2%

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2013, 2012 y 2011 fueron las siguientes:

País	Moneda	2013		2012		2011	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	7,8%	16,3%	8,0%	14,6%	8,0%	10,1%
Argentina	Peso argentino	39,2%	44,4%	26,0%	29,0%	23,0%	26,0%
Brasil	Real brasileño	9,0%	18,8%	9,5%	18,0%	9,5%	11,6%
Perú	Sol peruano	7,3%	13,9%	7,6%	12,5%	7,3%	9,3%
Colombia	Peso colombiano	8,5%	14,2%	8,4%	14,5%	8,9%	10,9%

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su monto recuperable, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

e.2) Activos financieros.

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los que tienen origen comercial, se provisionan los saldos sobre los cuales existe evidencia objetiva de que Enersis no será capaz de recuperar todos los montos de acuerdo a los términos originales de los contrato. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8) .
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial (ver Notas 7 y 21).

f) Arrendamientos.

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enersis analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

g) Instrumentos financieros.

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos financieros no derivados.

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 13) y las mantenidas para la venta (ver Nota 12), en cuatro categorías:

- **Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:** Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.
El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.
- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (ver Nota 7).

Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del ejercicio.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del ejercicio.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

g.3) Pasivos financieros excepto 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 la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 21, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.4) Derivados y operaciones de cobertura.

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

Una cobertura se considera altamente efectiva cuando los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del subyacente directamente atribuibles al riesgo cubierto, se compensan con los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo del instrumento de cobertura, con una efectividad comprendida en un rango de 80%-125%.

La Sociedad no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

La Sociedad también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

g.5) Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del ejercicio.

En consideración a la jerarquía de los inputs utilizados en los procedimientos antes descritos, el Grupo clasifica los instrumentos financieros en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa.

Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”; y

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

g.6) Baja de activos y pasivos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aún retenidos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.g.1.)

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro.

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

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enersis con cada una de estas entidades.

i) Inventarios.

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desappropriación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada “Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta” y los pasivos también en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta”.

A su vez, el Grupo considera actividades interrumpidas las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”.

k) Acciones propias en cartera.

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2013 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2013, 2012 y 2011 transacciones con acciones propias.

l) Provisiones.

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro “Provisiones por beneficios a los empleados” del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro “Otros activos financieros” del estado de

situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 “NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración”.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente en el rubro “Patrimonio Total: Ganancias (pérdidas) acumuladas”.

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

m) Conversión de saldos en moneda extranjera.

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

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 integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

o) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

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 Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones

en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se 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 "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

p) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

Los intercambios o permutas de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza y valor similar, no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

El Grupo registra por el monto neto los contratos de compra o venta de elementos no financieros que se liquidan por el neto en efectivo o en otro instrumento financiero. Los contratos que se han celebrado y se mantienen con el objetivo de recibir o entregar dichos elementos no financieros, se registran de acuerdo con los términos contractuales de la compra, venta o requerimientos de utilización esperados por la entidad.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

Los criterios de reconocimiento de ingresos y gastos mencionados son aplicados a todas las líneas de negocios del Grupo Enersis.

q) Ganancia (pérdida) por acción.

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

Durante los ejercicios 2013, 2012 y 2011, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos.

El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enersis, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” y en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio Total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

s) Sistemas de retribución basados en acciones.

En los casos en los que empleados del Grupo participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo el costo del plan asumido por esta sociedad, el Grupo registra el valor razonable de la obligación de Enel como gastos por beneficios a los empleados. Simultáneamente y por el mismo monto se registra un incremento patrimonial en otras reservas, como representación de la contribución de Enel. (Ver Nota 9.3).

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta “Primas de emisión”, netos de los efectos fiscales que corresponda. En el caso que la cuenta primas de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en “Otras reservas”.

u) Estado de flujos de efectivo.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

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

4. AUMENTO DE CAPITAL

Durante el primer trimestre de 2013, se perfeccionó el proceso de aumento de capital de Enersis aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, con una suscripción del 100% de acciones a colocar (ver nota 25.1.1).

El citado aumento de capital alcanzó la suma de M\$ 2.845.858.393. Un 60,62% de las acciones fueron suscritas por Endesa, S.A. y pagadas a través del aporte de sus inversiones en Latinoamérica valoradoras en M\$ 1.724.400.000. El resto de acciones fueron suscritas y pagadas por participaciones no controladoras de Enersis, a través de aportaciones en efectivo, por un monto de M\$ 1.121.458.393, que incluyen una prima de emisión por M\$ 1.460.503.

El aporte de Endesa, S.A. fue realizado mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en la sociedad Cono Sur Participaciones, S.L., permitiendo de esta forma la incorporación en Enersis de todos sus activos y pasivos, los cuales reunían participaciones societarias en sociedades de Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

El detalle de las participaciones aportadas por Endesa, S.A. se resume como sigue:

i) Aporte en sociedades que Enersis controlaba antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado
Empresa Distribuidora S.A.	6,23%
Endesa Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicios S.A.:	7,70%
Ampla Inversiones y Servicios S.A.	7,70%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	4,38%
Emgesa S.A. E.S.P.	21,60%
Codensa S.A. E.S.P.	26,66%
Inversiones Distrilima S.A.	34,83%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis por M\$ 947.982.284, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de otros resultados integrales. En este sentido se ha registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 41.885.724. Mediante esta redistribución, que se ha determinado a prorrata de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., se ha atribuido a los accionistas de Enersis la proporción que les corresponde de las Reservas de cambio por conversión que hasta antes de la operación se atribuían a participaciones no controladoras.

ii) Aporte en sociedades que Enersis no controlaba, o sobre las que no tenía participación antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado (directa e indirectamente)
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.	100,00%
Endesa Cemsa S.A.	55,00%
Generalima S.A.C.	100,00%
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	96,50%
Inversora Dock Sud S.A.	57,14%
Central Dock Sud S.A.	39,99%
Yacylec S.A.	22,22%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.7 y originó un abono a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis por M\$ 92.011.899, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

A continuación se presenta un resumen de los efectos que el Aumento de Capital originó en el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enersis, en la fecha en que se concretó la operación:

	Aporte en Efectivo	Aporte en sociedades controladas previamente	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación	Total efectos al 31 de Marzo de 2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS				
Activos corrientes	1.121.458.393	-	189.506.588	1.310.964.981
Activos no corrientes	-	-	161.105.667	161.105.667
TOTAL ACTIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647
PASIVOS				
Pasivos corrientes	-	-	180.637.894	180.637.894
Pasivos no corrientes	-	-	54.241.781	54.241.781
TOTAL PASIVOS	-	-	234.879.675	234.879.675
PATRIMONIO				
Aumento de Capital	1.119.997.890	1.692.613.860	31.786.140	2.844.397.890
Primas de emisión aumento de Capital (otras Reservas)	1.460.503	-	-	1.460.503
Otras reservas varias	-	(989.868.008)	92.011.899	(897.856.109)
Diferencias de cambio por conversión	-	41.885.724	-	41.885.724
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.121.458.393	744.631.576	123.798.039	1.989.888.008
Participaciones no controladoras	-	(744.631.576)	(8.065.460)	(752.697.036)
PATRIMONIO TOTAL	1.121.458.393	-	115.732.579	1.237.190.972
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647

Respecto a los gastos de emisión y colocación acciones, éstos ascendieron a M\$ 23.592.387 y, de acuerdo a lo indicado en nota 3.t), se registraron en Otras reservas varias. (Ver Nota 25.5.c.2)).

5. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

En los países de Latinoamérica en que el Grupo opera existen distintas regulaciones. A continuación se explican las principales características de cada uno de los negocios.

5.1 Generación:

Chile

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”) y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y, por último, el recientemente creado Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables. La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y preservando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigido por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma centralizada a través de un ente operador, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores realizadas en el CDEC.

Por tanto, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CDEC. Cada compañía, a su vez, puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Clientes con consumos entre 500 kW y 2.000 kW pueden elegir su condición entre libres y regulados. Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de

suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW, como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

(iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley ha sido recientemente modificada por la Ley 20.698, publicada en el Diario Oficial el 22 de octubre de 2013 y denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

El día 31 de diciembre de 2012, se publicó en el Diario Oficial, el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios, entendiéndose por estos los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión y distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El 07 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante oficio ORD N° 7230, invocando sus facultades interpretativas y de fiscalización dictaminó que los excesos de consumo por sobre el suministro contratado en que incurran las empresas distribuidoras, respecto de las generadoras que se obligaron mediante licitación a efectuar el suministro, deben ser cubiertos con los excedentes licitados de las demás empresas generadoras para con sus distribuidoras, para cuyo efecto las distribuidoras excedentarias, pueden ceder sus excedentes a las distribuidoras deficitarias, con prescindencia de la voluntad del generador respectivo.

El 14 de octubre de 2013 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.701, denominada de Concesiones Eléctricas, que tiene por objeto agilizar la tramitación de las concesiones eléctricas. La nueva Ley simplifica el proceso de concesión provisional, acorta los tiempos de tramitación, precisa las posibles observaciones y oposiciones a los proyectos, modifica el proceso de notificaciones, establece procedimientos judiciales sumarios, introduce la posibilidad de dividir la solicitud de concesiones, modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles y soluciona los conflictos entre diferentes tipos de concesión.

El 8 de enero de 2014 la Sala del Senado aprobó en tercer trámite y por unanimidad, el proyecto que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de permitir la interconexión del SIC con el SING.

Brasil, Colombia y Perú

Las legislaciones de Brasil, Colombia y Perú permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la libre competencia.

En cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituye Brasil, país en el cual, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, en estos países la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde

un operador independiente coordina el despacho de carga. A excepción de Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados por los agentes, en los demás países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. A partir de este despacho se determina el Costo Marginal de generación que define el precio para las transacciones spot. En Brasil, el precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes. Por su parte Perú tiene una formación de precio spot que no refleja necesariamente los costes del sistema, al definir un coste marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, de la misma forma, al definir un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) y que se prevé se mantenga hasta el año 2015.

En Colombia, Brasil y Perú los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Brasil: 3.000 kW o 500 si compran ERNC; Colombia: 100 kW o 55 MWh-mes y Perú: al menos 200 kW.

Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales:

- En Brasil existen dos ambientes de contratación. En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cuanto al ambiente de contratación regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por ANEEL. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica y relanzar la actividad económica de Brasil, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, que establece las condiciones de renovación de las concesiones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica, que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013 se publicaron la Ley 12.783 de conversión de la Medida Provisoria y el Decreto de desarrollo, número 7891. En cumplimiento de la Ley y el Decreto, el 25 de enero de 2013 la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprobó una revisión tarifaria extraordinaria con un porcentaje de reducción promedio del 20% de las tarifas para los clientes regulados, como resultado, de una parte, del menor coste de la energía derivado de la renovación de las concesiones de generación y transmisión y, de otra parte, de la reducción de los cargos tarifarios.

- En Colombia, las distribuidoras tienen libertad para decidir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y están habilitadas para comprar energía en el mercado spot. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, denominado Mercado Organizado Regulado —MOR—, que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.
- En Perú, al igual que en Chile, las distribuidoras tienen obligación de contratar su aprovisionamiento de energía y se modificó la legislación para permitir la realización de licitaciones a partir de los requerimientos de éstas. Actualmente permanecen vigentes sólo algunos contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra (equivalente al precio de nudo en Chile), el que se define de un cálculo centralizado. Sin embargo, desde 2007 la contratación se realiza vía licitaciones. La autoridad aprueba las bases de licitación y define en cada proceso el precio máximo.

En todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable, sin embargo, a diferencia de lo que ocurre en Chile, no se define una cuota obligatoria para la incorporación de este tipo de tecnología. En Brasil, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la entidad encargada de la planificación de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta. En Perú, existe un porcentaje objetivo máximo del 5% de participación de la ERNC en la matriz energética del país; y la autoridad regulatoria, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGIM), realiza subastas discriminatorias para cumplirlo. En Colombia, actualmente existe una senda indicativa para Sistema Energético Nacional del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. No obstante, estas previsiones en Colombia se encuentran en revisión.

Argentina

Argentina, ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio "spot". Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras es el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante la fijación del precio marginal como no hubiera restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de 120 Ar \$ / MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que queman combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de 10 dólares estadounidenses a 10 pesos por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a 12 pesos.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase entre los costos reales de la generación y el pago que realiza la demanda a través de las distribuidoras, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio, para desarrollar entre 2013 y 2014 un sistema remuneratorio basado en un esquema de coste medio.

El día 26 de marzo de 2013, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 95/13 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del MEM. Este nuevo régimen es de aplicación a generación vieja, previo desistimiento a reclamos pasados y futuros respecto de la Res. SE 406/03 y el Acuerdo de Generación 2008-2011.

Entre el 30 y 31 de Mayo del presente las generadoras del Grupo (Endesa Costanera, e Hidroeléctrica El Chocón) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y define, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras.

En principio la gestión comercial y el despacho de combustible se centralizará en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante ello, Secretaría de Energía a través de la Nota SE 1807/13 abre la posibilidad para que los Generadores puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente es importante mencionar que en el caso de Endesa Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbovapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement – LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

Límites a la integración y concentración.

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Chile no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. En Perú las integraciones están sujetas a autorización, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente.

En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

5.2 Distribución:

Aspectos Generales

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Chile

En Chile, el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. En 2012 se inició el proceso del Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el período tarifario 2012-2016; Chilectra entregó a la CNE el estudio, el 3 de septiembre de 2012, cuyo resultado pesa 1/3 en el valor de las nuevas tarifas; el 2/3 restante lo aportó el estudio que realizó la CNE.

El 28 de septiembre de 2012, la CNE ponderó los 2 estudios y publicó las tarifas básicas preliminares, con las cuales se verificó que la rentabilidad del agregado de la industria se encontraba dentro del rango establecido por la ley de 10% con una dispersión de $\pm 4\%$. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas corresponderá realizarlo el 2016, para el período 2016-2020.

Resto de Latinoamérica

Similarmente, en Perú se realiza un proceso de determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2009, se publicaron las tarifas del período 2009-2013. Durante 2013 se ha llevado a cabo el proceso de fijación tarifaria del VAD y cargos fijos. De esta forma, el 16 de octubre de 2013 el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el período noviembre 2013 a octubre 2017. La Resolución contempla un incremento del Valor Agregado de Distribución (VAD) de Edelnor del 1,2% respecto al VAD vigente anterior.

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

Actualmente se encuentra vigente el tercer ciclo de revisiones periódicas de tarifas de distribución. La revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2012 para el período 2011-2015, fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011. Ampla se encuentra en proceso de revisión periódica de tarifas para el período 2014-2019, proceso que deberá terminar antes del 15 de marzo de 2014.

En septiembre de 2012 el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de -18% en todo el país. Para Ampla y Coelce esta reducción tarifaria tuvo efecto desde final de enero, hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

Los últimos reajustes anuales para Ampla y para Coelce fueron realizados por ANEEL en abril de 2013.

Por su parte, en Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) estableció en 2008 la metodología vigente para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución, fijó un nuevo valor para dicha tasa y expidió la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. En octubre de 2009 la CREG publicó los cargos de distribución de Codensa, los cuales estarán vigentes por al menos 5 años, hasta que la Comisión apruebe nuevos cargos. Durante 2012 la CREG estableció los índices anuales de pérdidas en baja tensión que serán reconocidos tarifariamente a Codensa durante 5 años.

En mayo de 2013, la CREG emitió para consulta de los agentes las bases de la metodología con la que definirá la remuneración de la distribución en el próximo período regulatorio. En general, las bases proponen la definición de tarifas competitivas, costos eficientes, mejora en la calidad del servicio, confiabilidad en la prestación y empresas sostenibles. Para esto, la CREG revisará la aplicación de las variables utilizadas para el cálculo del WACC, los inventarios y costos de las Unidades Constructivas, y el esquema de calidad vigente, entre otros. Se espera la publicación de la metodología definitiva en el cuarto trimestre de 2014.

En Argentina la primera revisión de tarifas de EDESUR prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012 el ENRE aprobó la Resolución 347, que autorizó la aplicación en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso. El cargo supone el aumento de los ingresos de distribución que fueron facturados desde noviembre de 2012. Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013 se publicó la Resolución SE N° 250/13 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

La Resolución SE N° 250/13, complementada y extendida hasta septiembre del 2013, según la Nota SE N°6852/2013, produjo un efecto positivo en los resultados financieros de la distribuidora. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

- Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (*)
Chile	> 500 kW (**)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (***)

(*): En Brasil el límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(**): En Chile los clientes entre 500 y 2.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.000 kW necesariamente son clientes libres.

(***): En Perú en abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

- Límites a la integración y concentración.

En general, la legislación defiende la libertad de competencia y define criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transporte es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina, Chile, Perú y Colombia hay restricciones de distinta índole para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas transportistas.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal, sin embargo los cambios accionarios de las compañías deben ser autorizados por el ENRE. En Chile no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. En Perú las integraciones están sujetas a autorización, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización o generación de electricidad. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente, pero manteniendo la separación vertical de las actividades (una distribuidora sólo puede prestar el servicio de distribución).

En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

- Acceso a la Red y sistemas de Subtransmisión.

En todos los países el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso es regulado por la autoridad.

En Perú en el año 2013 concluyó el proceso de fijación del peaje que reconoce las inversiones en los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el periodo mayo 2013 - abril 2017.

En Chile durante el año 2010 se desarrolló el proceso tarifario para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014. La CNE publicó el informe técnico definitivo el 13 de mayo de 2011. Chilectra presentó sus discrepancias en junio de 2011 al Panel de Expertos, entidad que emitió su dictamen el 8 de agosto. La CNE incorporó dicho dictamen y elaboró un nuevo informe técnico definitivo. El 9 de Abril de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 1 de enero de 2011 y regirá hasta el 31 de diciembre de 2014. Actualmente el CDEC se encuentra efectuando los cálculos para llevar a cabo su reliquidación.

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Efectivo en caja	634.742	16.711.222	1.011.166
Saldos en bancos	237.282.963	329.458.672	265.665.749
Depósitos a corto plazo	1.057.505.464	337.995.782	380.497.446
Otros instrumentos de renta fija	310.964.400	131.666.385	540.509.848
Total	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión.

- b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
\$ Chilenos	673.499.514	214.392.882	533.573.465
\$ Arg	22.648.396	13.138.835	27.058.157
\$ Col	344.234.511	319.900.498	267.476.853
Real	249.642.972	195.713.685	278.155.164
Nuevos Soles	68.050.020	58.875.208	38.902.348
US\$	248.312.156	13.810.953	42.518.222
Total	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209

- c) A continuación se muestran los montos recibidos, producto de desapropiaciones de subsidiarias:

Desapropiaciones de subsidiarias	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	31.486.668
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	-	(18.824.434)
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	-	(21.311.336)
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	-	-	(8.649.102)

(*) ver nota 2.4.1

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al					
	Corrientes			No corrientes		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	-	4.129.036	4.147.129	3.998.401
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	-	29.195	31.468	86.852
Inversiones financieras disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	-	448.107.319	375.227.434	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	588.490.652	-	-	34.867.362	27.045.746	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	25.142.725	51.876	748.078	4.403.506	32.384.466	12.178.355
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	163.288.698	194.196.327	-	-	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	4.107.362	-	47.504	-	-	-
Otros activos	-	252.595	143.638	-	181.863	189.202
Total	781.029.437	194.500.798	939.220	491.536.418	439.018.106	37.246.770

(*) ver nota 21.1.a

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el periodo de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver notas 3.g, 7 y 8). Considerando lo anterior, al cierre del ejercicio anterior, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperaran recibir al final del periodo de concesión, originándose el registro de un mayor activo e ingresos financieros por un monto de M\$ 112.274.835.

8. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al					
	31-12-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.202.132.149	223.045.673	1.004.632.881	202.900.342	1.133.430.884	444.128.002
Deudores comerciales, bruto	1.002.252.700	181.381.483	883.120.935	163.265.685	1.046.072.687	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	199.879.449	41.664.190	121.511.946	39.634.657	87.358.197	261.740.309

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al					
	31-12-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.045.263.881	223.045.673	846.791.111	202.900.342	950.007.713	443.128.492
Deudores comerciales, neto	855.106.689	181.381.483	737.079.414	163.265.685	863.975.605	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	190.157.192	41.664.190	109.711.697	39.634.657	86.032.108	261.740.309

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 34.740.084 (M\$ 29.607.762 y M\$ 20.411.550 al 31 diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente); cuentas por cobrar por siniestro por terremoto y otras indemnizaciones por recibir por M\$ 0 (M\$ 74.873.533 y M\$ 24.261.059 al 31 diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ 138.901.549 en 2013. Las cuentas por cobrar por aplicación de CINIIF 12 “Acuerdos sobre Concesión de Servicios” que a diciembre de 2011 presentaban M\$ 212.947.609, a diciembre de 2012 fueron clasificadas como inversiones financieras disponibles para la venta (ver nota 7).

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 9.1.

b) Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al		
	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	103.911.764	129.206.102	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	30.627.469	11.822.289	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	20.351.006	22.832.886	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	182.618.075	123.065.090	114.487.265
Total	337.508.314	286.926.367	264.470.360

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de deudores fueron los siguientes:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2012	184.422.681
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	32.680.894
Montos castigados	(28.256.530)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(31.005.275)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	157.841.770
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	33.554.637
Montos castigados	(18.827.998)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(15.700.141)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	156.868.268

(*) Ver nota 29 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.e y 20.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012, taxonomía XBRL : Ver anexo 6.
- Información complementaria de Deudores Comerciales, ver anexo 6.1.

9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con entidades relacionadas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enersis es Endesa, S.A., sociedad española, la cual a su vez es controlada por la sociedad italiana Enel, S.p.A..

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al					
							Corrientes			No corrientes		
							31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	34.666	208.118	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	51.722	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	16.773	43.591	30.857	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	26.165	26.165	26.165	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	82.273	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	7.407	4.230	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	4.229	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Más de 90 días	9.056	-	-	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	66.697	22.457	107	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	11.949	95.399	7	-	-	-
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	23.890	311.013	-	-	-
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	578	-	-	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	104.391	71.721	-	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	600.854	764.937	630.091	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	3.284.701	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Peajes	Menos de 90 días	-	20.286.684	23.839.664	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	-	5.788.317	16.724	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	799.470	-	-	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	1.375.492	-	-	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	366.882	771.985	8.926.072	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	11.382.879	-	-	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.717.013	546.833	591.541	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	445.022	379.802	379.862	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	98.150	98.118	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	544.015	213	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	14.839.233	13.336.206	20.201.586	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	181.855	177.501	-	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	292.518	270.458	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.184.715	358.491	5.574.593	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	87.817	273.938	307.638	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	129.780	784.741	-	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	25.908	36.340	-	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17.256	-	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	147.239	42.019	317.563	-	-	-
							34.019.574	47.570.282	61.912.486	-	-	-

(*) Ver nota 21.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes			No corrientes		
							31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	162.847	995.885	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	87.398	105.569	130.841	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	79.654.628	69.349.995	69.240.261	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	-	17.925.206	27.306.717	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (3)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Menos de 90 días	-	-	1.207.252	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (4)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Más de 90 días	53.724.599	-	-	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	684.882	216.029	182.599	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.865	15.896	60.659	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	126.059	109.529	152.402	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	200.821	54.607	538.373	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días	-	7.234.142	19.615.744	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energía	Menos de 90 días	-	20.595.952	21.546.571	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	3.081	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	752	68.039	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	13.864.085	25.884.955	8.517.317	-	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra de Carbón	Menos de 90 días	-	-	5.586.847	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	4.947.081	4.556.927	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	-	32.200	-	-	-	-
Extranjera	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cie Mercantil	Menos de 90 días	-	-	846	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Cal	Otros servicios	Menos de 90 días	-	34.487	124.977	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	240.708	373.944	1.613.683	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	13.589	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	388.848	37.551	44.705	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	185.424	48.086	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	39.108	7.402	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	414.435	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	65.500	-	4.782	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	80.928	-	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.680.995	-	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	4.846.992	1.629.774	1.866.685	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	371.650	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	90.625	-	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Peaje	Menos de 90 días	-	66.037	-	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	221.663	158.713	202.613	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.093.053	1.114.927	1.111.748	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	370	-	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	407	-	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	98	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	40.106.179	-	-	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	400.585	-	-	-	-	-
0-E	Parque Eólico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	355.336	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	México	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	222.468	-	-	-
Total							204.412.270	150.259.507	160.358.684	-	-	-

(*) Ver nota 21.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

(3) Corresponde a financiamiento otorgado a Compañía Interconexao Energética S.A. (Cien), para la adquisición de maquinarias y equipos y para la finalización de la construcción de la segunda línea de transmisión. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de Libor + 2,73% anual y con vencimiento a mayo de 2012 (totalmente pagado).

(4) Corresponde a financiamiento otorgado a Central Dock Sud S.A., para construcción de la planta de la central y refinanciación de pasivos. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de Libor + 2,82% anual y con vencimiento a marzo de 2014.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-12-2013 Totales M\$	31-12-2012 Totales M\$	31-12-2011 Totales M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	233.512	210.546
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	-	(5.725.765)	(13.352.506)
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	47.905	57.534
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	-	267.642	97.878
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Venta de Gas	21.397.171	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	99.654	50.410	48.844
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(1.654.945)	(15.119)	118.904
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(314.422)	-	(4.490)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	23.148
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(1.165)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-	75.041
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(47.540.061)	(41.522.504)	-
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(705.859)	-
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	23.890	598.940
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(60.095.868)	(168.238.842)	(132.888.115)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(34.796.720)	(34.209.731)	(28.679.684)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	769.402	220.493	39.006
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	40.124	21.995	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	2.808.698	638.187	6.824.604
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	835.543	661.296	-
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	49.133	75.693
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	2.475	33.703
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.317.402)	(1.166.157)	(945.433)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(109.699)	(789.477)	(3.813.927)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	227.765	133.735	131.038
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(6.118.816)	(1.988.042)	(2.277.414)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	356.056	99.120	43.114
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	-	(97.053)	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2.010.628)	(649.266)	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	16.222	1.389.272
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.734.877)	(2.175.039)	(2.914.936)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(428.555)	(697.653)	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(5.042.960)	(39.042.866)
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	-	286.516
Extranjera	Central Termica San Martin	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	-	211.530
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Compras de Energía	-	(3.474.994)	-
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	-	(6.577)	-
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	3.474.747	-
Extranjera	Endesa Cema S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	(801.990)	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	134.775	77.019	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	19.216
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	236.173	481.177	419.356
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(6.133)	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	32.569	30.536	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.196.294)	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	9.146.049	8.171.445	8.534.042
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	186.496	103.029	241.179
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	2.624.191	2.566.080	2.524.131
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	868.710	524.140	280.187
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.367.029)	(842.947)	(653.099)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	46.444	-	73.518
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	10.281	-	1.346.719
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(9.295.172)	(6.589.964)	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	(20.937.075)	(20.131.152)	(19.332.811)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	95.845	64.914	4.216.934
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	489.864	765.504	2.577.375
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	(219.671)	(417.892)	(255.407)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.243.417)	(1.219.958)	(1.292.602)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	-	46.163
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	-	199.133
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	-	29.788
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(1.148.277)	-	-
Total					(152.123.118)	(277.790.468)	(214.681.403)

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

(*) Sociedad relacionada con nuestro ex Director Eugenio Tironi Barrios.

9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enersis es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2013 fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen transacciones entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución 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 Enersis S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013.

En el evento que un Director de Enersis S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enersis S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enersis S.A. y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enersis S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 38,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 18,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011:

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2013			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2013	110.323	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate (1)	Vicepresidente	abril - diciembre 2013	52.523	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2013	18.639	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2013	50.598	-	15.859
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2013	55.162	-	16.691
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2013	53.638	-	16.276
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios (1)	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
Extranjero	Andrea Bentran (2)	Director	enero - diciembre 2013	-	-	-
Extranjero	Luigi Ferraris (1) (2)	Director	abril - diciembre 2013	-	-	-
TOTAL				361.029	-	48.826

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2012			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2012	120.654	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2012	60.327	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2012	60.734	-	18.479
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2012	61.141	-	18.886
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2012	61.141	-	18.886
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2012	60.327	-	-
TOTAL				424.324	-	56.251

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2011			
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2011	80.062	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2011	39.256	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.018
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	-
TOTAL				279.442	-	39.838

(1) El Sr. Luigi Ferraris asumió como director el 16 de abril de 2013 en reemplazo de Eugenio Tironi. En esta misma fecha asumió como vicepresidente el Sr. Borja Prado Eulate.

(2) Los Srs. Andrea Bentran y Luigi Ferraris renunciaron a sus honorarios y dietas que les corresponden como miembros del Directorio de la compañía.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
22.298.662-1	Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
23.535.550-7	Massimo Tambosco	Subgerente General
7.984.912-K	Eduardo Escaffi Johnson (1)	Gerente Administración, Finanzas y Control
	Extranjero Marco Fadda (3)	Gerente Regional de Planificación y Control
	Extranjero Alain Rosolino (2)	Gerente de Auditoría
	Extranjero Jaime Sanchez Cano (5)	Gerente de Servicios Globales
11.470.853-4	Juan Pablo Larraín Medina (4)	Gerente Regional de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.706.387-0	Eduardo López Miller	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

(1) El Sr. Eduardo Escaffi Johnson asumió como Gerente Regional de Finanzas el 1° de septiembre de 2012 en reemplazo del Sr. Alfredo Ergas S. quien renunció con fecha 27 de agosto de 2012.

(2) Con fecha 12 de diciembre de 2012 la Sra. Alba Marina Urrea G. presentó renuncia voluntaria a Enersis y con la misma fecha se designó al Sr. Alain Rosolino en su reemplazo.

(3) El Sr Marco Fadda asumió el 1° de abril de 2013 como Gerente Regional de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Ramiro Alfonsín Balza quien fue designado en la misma fecha como Subgerente General en nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A.

(4) El Sr. Juan Pablo Larraín presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 30 de septiembre de 2013.

(5) El Sr. Jaime Sanchez Cano asumió el 30 de agosto de 2013 como Gerente de Servicios Globales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Remuneración	2.522.068	2.615.660	2.660.608
Beneficios a corto plazo para los empleados	514.139	996.474	846.340
Otros beneficios a largo plazo	612.627	724.297	151.636
Total	3.648.834	4.336.431	3.658.584

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enersis tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

b) 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.

9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enersis para el Directorio y personal clave de la gerencia.

Sin embargo, cierto personal clave de Enersis, hasta el ejercicio 2011, era beneficiario de uno de los planes de remuneración de Enel, que se basa en el precio de su acción. El costo de este plan es asumido por Enel, sin causar ninguna obligación de pago para Enersis. Las principales características de este plan eran las siguientes:

Plan de participaciones restringidas de 2008:

Este plan está dirigido a la Dirección del Grupo Enel y sus beneficiarios se dividen en tramos, de manera que el número básico de participaciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de la retribución bruta anual del tramo, y de la cotización de las acciones de Enel al inicio del período cubierto por el plan (2 de enero de 2008). El derecho al ejercicio de las participaciones está sujeto a la condición de que los Directivos afectados mantengan su condición de empleados del Grupo, con algunas excepciones.

Este plan establece un objetivo operativo, de condición suspensiva, representado por:

- i) Para el primer 50% de las participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2009, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2010, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.

Si se alcanza el objetivo mínimo descrito anteriormente, el número de participaciones efectivamente ejercitable por cada beneficiario se determina como sigue:

- i) Para el primer 50% del número básico de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2009 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.

El número de participaciones ejercitable podrá variar con respecto al número de participaciones otorgadas en un porcentaje comprendido entre el 0% y el 120%, sobre la base de una escala específica de resultados.

En el caso de no alcanzar el objetivo mínimo en el primer bienio, podrá recuperarse el primer tramo del 50% si dicho objetivo se alcanzase a la largo del trienio. Igualmente existe posibilidad de ampliar la validez del nivel de resultados registrado en el período 2008-2010 al período 2008-2009.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, del número de participaciones otorgadas el 50% podrá ejercitarse a partir del segundo ejercicio siguiente al de otorgamiento, y el 50% restante a partir del tercero, con el límite del sexto.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del plan.

	Número de participaciones
Participaciones restringidas otorgadas al 31 de diciembre de 2008	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2009	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2009	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2010	-
Participaciones restringidas ejercitadas en 2010	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de Diciembre de 2010	2.700
Participaciones restringidas pendientes al 1 de enero de 2011 (con revaluación de 120%)	3.240
Participaciones restringidas ejercitadas en el primer semestre de 2011	3.240 (*)
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2011	-

(*) El valor de ejercicio de las participaciones restringidas fue de € 13.683 (2011).

De acuerdo al criterio contable descrito en Nota 3.s, Enersis reconoció simultáneamente un gasto de personal y un incremento patrimonial por un monto de € 1.614 (2011). Este monto corresponde al valor devengado durante el período en que el personal clave relacionado a este plan presta servicios a Enersis.

10. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Mercaderías	5.499.819	5.010.620	2.575.623
Suministros para la producción	34.121.697	41.288.494	35.893.349
Otros inventarios (*)	38.161.239	30.263.971	31.865.869
Total	77.782.755	76.563.085	70.334.841
Detalle de otros inventarios			
(*) Otros inventarios	38.161.239	30.263.971	31.865.869
Inventarios para proyectos y repuestos	32.217.502	20.962.944	19.933.881
Materiales eléctricos	5.943.737	9.301.027	11.931.988

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2013 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 386.116.195 (M\$ 763.791.553 y M\$ 711.534.021 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente). Ver nota 27.

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Pagos provisionales mensuales	65.483.322	57.875.497	84.423.571
IVA crédito fiscal	77.938.877	74.704.027	35.861.059
Crédito por utilidades absorbidas	31.697.734	60.335.643	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	302.998	235.498	7.040
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (TAX credit)	28.896.906	-	-
Otros	5.814.936	12.404.217	10.006.540
Total	210.134.773	205.554.882	138.365.618

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Impuesto a la renta	160.787.063	79.678.148	109.264.172
IVA débito fiscal	27.157.113	22.152.002	44.610.139
Otros	67.204.209	67.715.388	78.371.862
Total	255.148.385	169.545.538	232.246.173

12. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.

Durante el cuarto trimestre del año 2009, el Directorio de Enersis S.A. autorizó el proceso de venta de sus filiales Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis), por considerarlas negocios "non core", previa verificación interna del mercado, y la contratación de asesores financieros que canalicen dichos procesos de venta, de manera que, una vez recibidas las ofertas respectivas, se someta a consideración del Directorio la decisión que corresponda sobre la venta de las referidas compañías y las condiciones de las mismas.

La potencial venta de CAM tomó la consideración de altamente probable al cierre del ejercicio 2009, en tanto que para el caso de Synapsis dicha consideración aplica a contar del mes de septiembre de 2010. A partir de estas fechas se aplicó NIIF 5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas", para registrar estas transacciones.

CAM y Synapsis son sociedades que prestan servicios en los cinco países en donde Enersis tiene presencia en Latinoamérica, esto es Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. CAM está presente con sus productos y servicios en todo el ciclo eléctrico, desde la provisión y logística de materiales, la construcción y puesta en marcha de obras eléctricas, la certificación de equipos y la medición de consumos finales. Por otro lado, Synapsis es una empresa de tecnologías de la información, que se especializa en la definición de estrategias a utilizar en las empresas, seleccionando el software que satisface la necesidad para atender los negocios, diseñando la arquitectura de los servicios a prestar y la metodología a utilizar, entre otros servicios

El día 20 de diciembre de 2010, el Directorio de Enersis S.A. aceptó las ofertas recibidas por la totalidad de sus participaciones sociales que posee en CAM y Synapsis. La oferta por la adquisición de Cam fue presentada por Graña y Montero S.A.A., empresa de nacionalidad peruana, quien ofertó la suma de US\$ 20 millones, monto que finalmente, después de realizar un ajuste de precio e indemnizaciones contractuales, quedó en US\$ 14,2 millones. La oferta para la adquisición de Synapsis fue presentada por Riverwood Capital L.P., empresa domiciliada en los Estados Unidos de América, cuyo precio ofertado es de US\$ 52 millones, monto que fue pagado al cierre de la operación de venta. La venta de Cam se concretó el día 24 de febrero de 2011 y Synapsis el día 01 de marzo de 2011.

Tal como se describe en nota 3 j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta. Lo anterior implicó reconocer al 31 de diciembre del 2010, por los activos netos de CAM, un deterioro adicional de M\$14.881.960 pesos, acumulando al cierre de los estados financieros un deterioro en CAM de M\$36.797.809 (M\$21.915.849 a diciembre 2009), el cual fue determinado considerando la oferta recibida.

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2013 y 2012:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2013 M\$	Adiciones	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2013
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.030.441	-	-	4.186.294	(5.080.897)	769.156	777.330	9.682.324	-	9.682.324
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	4.914.871	(3.088.495)	36.052	7.922.262	9.784.690	(4.987.182)	4.797.508
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	376.835	-	-	137.691	-	45.089	-	559.615	-	559.615
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	2.743.725	-	-	-	-	-	(2.743.725)	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A. (1)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	-	-	693.039	4.725	(91.560)	(56.157)	-	550.047	-	550.047
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	25.683	-	-	42.232	-	(46.274)	-	21.641	-	21.641
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	66.894.760	5.084.698	-	(2.294.594)	-	-	-	69.684.864	-	69.684.864
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.710.960	-	-	362.937	-	-	-	6.073.897	-	6.073.897
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	96.207.755	-	-	17.002.146	-	10.418.067	-	123.627.968	-	123.627.968
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.527.186	-	-	932.917	(1.178.909)	134.191	(332.369)	33.083.016	-	33.083.016
TOTALES						214.517.345	5.084.698	693.039	25.289.219	(9.439.861)	11.300.124	5.623.498	253.068.062	(4.987.182)	248.080.880

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Adiciones	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2012
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	-	-	4.283.023	(4.186.063)	(761.847)	(38.072)	9.030.441	-	9.030.441
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Peso chileno	42,50%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	5.198.419	(2.738.825)	644.605	782.465	3.886.664	(3.886.664)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	-	-	388.865	-	(5.373)	(6.657)	376.835	-	376.835
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	-	-	(24.718)	-	(660.005)	(32)	2.743.725	-	2.743.725
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	-	-	313	-	(6.012)	-	25.683	-	25.683
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	60.050.165	7.140.000	-	(581.423)	-	-	286.018	66.894.760	-	66.894.760
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.366.245	-	-	344.715	-	-	-	5.710.960	-	5.710.960
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	84.810.956	-	-	18.304.801	-	(6.908.002)	-	96.207.755	-	96.207.755
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	31.365.089	-	-	2.467.941	-	419.106	(724.950)	33.527.186	-	33.527.186
TOTALES						194.785.717	7.140.000		30.381.936	(6.924.888)	(7.277.528)	298.772	218.404.009	(3.886.664)	214.517.345

- (1) Al 31 de marzo de 2013 se incorporó como asociada a la compañía Yacilec S.A. y se disminuyó como asociada a la compañía Endesa Cemsa S.A., la cual a partir del 31 de marzo de 2013 comienza a consolidarse por el método de integración global (ver nota 2.4.1, 25.1.1 y anexo 3). Al 31 de diciembre de 2012 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.
- (2) Ver nota 2.2.a).
- (3) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50%, posee, entre otros activos, una planta de generación de electricidad de ciclo combinado en el norte de Chile. Ante la imposibilidad de importar gas natural de países limítrofes, Gas Atacama se ha visto en la necesidad de generar electricidad utilizando combustibles alternativos cuyo costo se ha incrementado de forma muy significativa desde los últimos meses de 2007 debido al incremento de precio del petróleo. Como consecuencia de esta situación la sociedad presentó demandas con la finalidad de cancelar anticipadamente el contrato que mantiene con la distribuidora Emel. El 25 de enero de 2008 se resolvió el arbitraje sobre dicha solicitud habiéndose denegado la cancelación anticipada del mencionado contrato. Esta situación redujo de forma significativa el valor recuperable de la citada planta por lo que al 31 de diciembre de 2007, se reconoció una provisión de pérdida por deterioro por un monto de MMUS\$110.

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2013							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	82.737.334	79.263	78.005.985	3.131.599	538.715.428	(538.302.314)	413.114
GNL Quintero S.A.	20,00%	88.131.062	566.951.431	34.063.764	597.031.096	100.431.648	(75.857.214)	24.574.434
Electrogas S.A.	42,50%	4.624.089	39.891.362	9.624.463	12.109.047	17.591.544	(7.741.439)	9.850.105
Yacilec S.A.	22,22%	1.886.165	942.725	353.430	-	1.069.690	(1.048.425)	21.265

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	46.897.389	873.409	41.673.631	-	3.255.026	(3.309.953)	(54.927)
GNL Chile S.A.	33,33%	82.659.263	117.782	78.867.051	2.779.376	863.830.524	(862.663.812)	1.166.712
GNL Quintero S.A.	20,00%	72.284.363	541.694.388	27.968.039	610.947.052	101.634.665	(75.642.607)	25.992.058
Electrogas S.A.	42,50%	2.488.996	38.787.769	7.935.168	12.093.501	18.509.416	(8.431.715)	10.077.701

Inversiones con influencia significativa	01 de enero de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	49.705.466	820.787	42.907.410	-	3.423.785	(2.868.957)	554.828
GNL Chile S.A.	33,33%	89.649.829	420.708	87.166.091	2.924.702	850.177.561	(848.810.789)	1.366.772
GNL Quintero S.A.	20,00%	112.362.755	600.607.534	76.192.955	681.146.225	95.676.650	(75.397.751)	20.278.899
Electrogas S.A.	42,50%	2.688.608	44.772.738	9.510.888	15.048.487	17.218.630	(7.430.408)	9.788.222

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

	31 de diciembre de 2013							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51,00%	9.596.488	131.270.190	4.049.634	180.059	-	(4.499.204)	(4.499.204)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.950.498	10.237.702	670.215	1.370.193	2.394.408	(1.668.535)	725.873
Gas Atacama S.A.	50,00%	176.292.080	295.704.711	63.483.879	44.840.436	176.517.866	(142.513.575)	34.004.291
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	15.945.571	141.431.674	40.895.186	38.118.486	74.900.665	(72.581.745)	2.318.920

	31 de diciembre de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51,00%	10.081.574	127.061.491	5.728.373	248.465	-	(1.140.074)	(1.140.074)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.273.653	9.921.635	503.949	1.269.420	2.265.866	(1.576.437)	689.429
Gas Atacama S.A.	50,00%	109.901.311	280.273.935	48.808.533	42.927.589	119.376.455	(82.726.987)	36.649.468
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	23.580.752	125.545.296	32.159.600	37.495.043	78.544.480	(72.427.700)	6.116.780

	01 de enero de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	51,00%	10.250.367	115.878.802	7.348.428	1.035.256	-	(4.664.851)	(4.664.851)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.463.786	10.533.846	298.164	966.978	2.310.668	(1.632.824)	677.844
Gas Atacama S.A.	50,00%	93.103.848	314.752.350	77.452.973	45.808.413	260.889.567	(225.125.891)	35.763.676
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	19.548.243	111.718.071	21.888.384	35.217.903	67.811.590	(61.337.438)	6.474.152

Ver anexo 3

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Activos intangibles	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles netos	1.173.560.361	1.202.002.511	1.466.680.979
Servidumbre y Derechos de Agua	42.779.382	44.569.633	33.622.818
Concesiones Neto (1) (*)	1.060.466.808	1.093.803.169	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	26.530.426	10.089.646	10.225.095
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.205.245	2.329.715	2.236.850
Programas Informáticos	38.718.081	48.350.377	48.306.229
Otros Activos Intangibles Identificables	2.860.419	2.859.971	3.258.047

Activos intangibles	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles bruto	2.272.683.994	2.223.804.143	2.360.908.325
Servidumbre y Derechos de Agua	51.797.051	52.590.938	40.228.629
Concesiones	2.041.368.148	1.970.550.917	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	36.248.290	19.265.571	17.640.985
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.253.851	10.146.623	9.110.394
Programas Informáticos	120.167.472	159.033.635	138.876.308
Otros Activos Intangibles Identificables	11.849.182	12.216.459	9.954.705

Activos intangibles	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.099.123.633)	(1.021.801.632)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.017.669)	(8.021.305)	(6.605.811)
Concesiones	(980.901.340)	(876.747.748)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(9.717.864)	(9.175.925)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.048.606)	(7.816.908)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(81.449.391)	(110.683.258)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.988.763)	(9.356.488)	(6.696.658)

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Periodo restante	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Concesionaria Túnel el Melón S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	2,5 Años	6.951.508	10.049.562	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	13 Años	598.037.526	625.413.669	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	14 Años	455.477.774	458.339.938	623.594.980
TOTAL				1.060.466.808	1.093.803.169	1.369.031.940

(*) Ver nota 3d.1)

Durante el ejercicio de 2012 el regulador eléctrico brasileño modificó el periodo en el que retribuye las inversiones realizadas en activos adscritos a las concesiones de distribución eléctrica lo que ha supuesto una disminución de M\$ 108.639.110 en el valor del activo intangible registrado por la concesión. Esta disminución se ha visto compensada por un aumento similar en el rubro inversiones financieras disponibles para la venta ya que este cambio supondrá un mayor importe recuperable como pago por las inversiones realizadas pendientes de amortizar al final del periodo de concesión. (Ver nota 7)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2013 y 2012 han sido los siguientes:

Año 2013

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre y Derechos de agua, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	10.089.646	44.569.633	1.093.803.169	2.329.715	48.350.377	2.859.971	1.202.002.511
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	13.964.468	211.269	159.283.676	623.956	12.025.939	-	186.109.308
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	2.810.507				64.688	-	2.875.195
Retiros	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Amortización (2)	(494.721)	(951.480)	(86.911.378)	(1.171.895)	(6.693.551)	(9.364)	(96.232.389)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (3)			(28.662.952)				(28.662.952)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	450.410	43.038	(52.488.944)	5.318	(1.100.511)	10.119	(53.080.570)
Otros incrementos (disminuciones)	(116.222)	(1.093.078)	(24.556.763)	418.151	(13.925.999)	(307)	(39.274.218)
Total movimientos en activos intangibles identificables	16.440.780	(1.790.251)	(33.336.361)	(124.470)	(9.632.296)	448	(28.442.150)
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2013	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361

(1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

(2) (3) Ver nota 29.

Año 2012

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2012	10.225.095	33.622.818	1.369.031.940	2.236.850	48.306.229	3.258.047	1.466.680.979
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	3.972.388	1.049.888	149.026.486	526.775	23.080.976	25.162	177.681.675
Retiros	(1.104.668)	-	(1.303.906)	-	(12.842)	(1)	(2.421.417)
Amortización	(1.951.718)	(675.305)	(87.051.738)	(1.147.314)	(10.973.446)	(438.016)	(102.237.537)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	128.707	346.227	(213.403.284)	15.511	(4.011.403)	40.557	(216.883.685)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.180.158)	10.226.005	(122.496.329)	697.893	(8.039.137)	(25.778)	(120.817.504)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(135.449)	10.946.815	(275.228.771)	92.865	44.148	(398.076)	(264.678.468)
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2012	10.089.646	44.569.633	1.093.803.169	2.329.715	48.350.377	2.859.971	1.202.002.511

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de diciembre de 2013 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

15. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2012 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2012 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2013 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (1)	-	-	-	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	236.523.304	-	(37.853.331)	198.669.973	-	(9.497.678)	189.172.295
Investluz S.A. (6)	120.160.024	-	(19.230.482)	100.929.542	(96.104.474)	(4.825.068)	-
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.589.629	-	153.012	11.742.641	-	43.890	11.786.531
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (3)	3.139.337	(3.139.337)	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A. (2)	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	12.822.660	-	(2.476.733)	10.345.927	-	(1.780.725)	8.565.202
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (3)	1.516.768	3.139.337	-	4.656.105	(4.656.105)	-	-
Endesa Eco S.A. (4) (5)	-	-	-	-	4.656.105	-	4.656.105
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	44.511.309	-	(1.184.185)	43.327.124	-	58.667	43.385.791
Cachoeira Dourada S.A.	86.727.286	-	(13.879.886)	72.847.400	-	(3.482.565)	69.364.835
Edegel S.A.A	83.779.595	-	(2.228.883)	81.550.712	-	110.423	81.661.135
Emgesa S.A. E.S.P.	5.126.658	-	67.684	5.194.342	-	19.415	5.213.757
Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	731.782.459	-	-	731.782.459	-	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	13.239	-	(352)	12.887	-	17	12.904
Endesa Brasil S.A. (6)	-	-	-	-	880.679	-	880.679
Compañía Energética Do Ceará S.A. (6)	-	-	-	-	95.223.795	-	95.223.795
Total	1.468.307.108	-	(76.633.156)	1.391.673.952	-	(19.353.624)	1.372.320.328

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2013 (ver nota 3 e).

(1) Ver nota 16.d) viii)

(2) Ver nota 35.5

(3) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(4) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(5) Con fecha 1 de noviembre Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(6) Con fecha 21 de noviembre Investluz S.A y Ampla Investimentos E Serviços S.A. fueron fusionadas con Endesa Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis S.A y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla de Energía) de Río de Janeiro en Brasil. Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Compañía Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

Entre los años 1998 y 1999 Enersis S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Chilectra S.A.

4.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis S.A. y Chilectra S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

5.- Empresa Eléctrica Pangué S.A.

Con fecha 12 de julio de 2002, Endesa Chile adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).

Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Endesa Chile se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Con fecha 11 de agosto de 2005, Endesa Chile compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo el 25% de la sociedad San Isidro S.A. (Compra de minoritarios)

8.- Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.

Con fecha 31 de marzo de 2009, la sociedad Distribuidora de Energía de Cundinamarca S.A (DECA) , sociedad controlada conjuntamente por Empresa Eléctrica de Bogotá (51,003%) y nuestra filial Codensa S.A. (48,997%), adquirió el 82,34% de la Empresa de Energía de Cundinamarca en licitación pública del Gobierno Colombiano.

9.- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor).

10.- Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Endesa Chile se adjudicó el 79% de la sociedad Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

11.- Edegel S.A.A.

Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

12.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

13.- Chilectra S.A.

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en la filial Chilectra S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

14.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis S.A. adquirió un 35% adicional de Endesa Chile alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.433.798.725	7.049.923.571	7.045.908.847
Construcción en Curso	1.218.316.396	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	99.869.574	100.075.276	100.324.671
Edificios	92.820.775	94.150.678	102.452.869
Planta y Equipo	5.927.156.747	5.958.313.141	5.734.659.073
Instalaciones Fijas y Accesorios	72.898.921	73.606.717	70.751.900
Otras Propiedades, Planta y Equipo	22.736.312	23.519.715	25.618.939

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	13.082.066.080	12.496.153.840	12.414.246.788
Construcción en Curso	1.218.316.396	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	99.869.574	100.075.276	100.324.671
Edificios	170.612.273	169.912.377	180.117.671
Planta y Equipo	11.350.782.091	11.194.092.949	10.886.610.920
Instalaciones Fijas y Accesorios	211.988.702	201.400.253	202.811.841
Otras Propiedades, Planta y Equipo	30.497.044	30.414.941	32.280.290

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.648.267.355)	(5.446.230.269)	(5.368.337.941)
Edificios	(77.791.498)	(75.761.699)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.423.625.344)	(5.235.779.808)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(139.089.781)	(127.793.536)	(132.059.941)
Otros	(7.760.732)	(6.895.226)	(6.661.351)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2013 y 2012 han sido los siguientes:

Movimientos año 2013		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013		800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.958.313.141	73.606.717	23.519.715	7.049.923.571
Movimientos	Adiciones	693.084.284	150.828	996.596	311.373	8.533.951	-	703.077.032
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	53.274.335	814.674	298.215	58.015.823	1.771.530	-	114.174.577
	Retiros	(1.136.402)	(1.395.944)	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(7.050.739)
	Gasto por depreciación (2)	-	-	(4.706.723)	(320.189.659)	(13.464.577)	(879.911)	(339.240.870)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (3)	(272.181)	-	-	(12.388.154)	-	-	(12.660.335)
	Diferencias de conversión de moneda extranjera	(19.482.775)	38.929	(2.619.529)	(57.214.048)	(1.960.839)	(151.477)	(81.389.739)
	Otros incrementos (decrementos)	(307.408.909)	185.811	4.379.954	304.480.929	5.079.458	247.985	6.965.228
Total movimientos		418.058.352	(205.702)	(1.329.903)	(31.156.394)	(707.796)	(783.403)	383.875.154
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.927.156.747	72.898.921	22.736.312	7.433.798.725

Movimientos año 2012		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		1.012.101.395	100.324.671	102.452.869	5.734.659.073	70.751.900	25.618.939	7.045.908.847
Movimientos	Adiciones	485.985.638	59.394	365.995	17.948.017	7.914.072	-	512.273.116
	Retiros	(7.978)	(299.511)	48.956	(1.976.072)	(170.099)	-	(2.404.704)
	Gasto por depreciación	-	-	(5.008.299)	(311.412.246)	(14.931.269)	(894.383)	(332.246.197)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(12.578.098)	-	-	(12.578.098)
	Diferencias de conversión de moneda extranjera	(23.506.303)	(453.958)	(5.672.621)	(128.134.949)	(4.738.077)	(292.536)	(162.798.444)
	Otros incrementos (decrementos)	(674.314.708)	444.680	1.963.778	659.807.416	14.780.190	(912.305)	1.769.051
Total movimientos		(211.843.351)	(249.395)	(8.302.191)	223.654.068	2.854.817	(2.099.224)	4.014.724
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.958.313.141	73.606.717	23.519.715	7.049.923.571

- (1) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.
(2) (3) Ver nota 29

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad.

En Colombia se está llevando a cabo el proyecto de construcción de la Central Hidráulica El Quimbo, central hidráulica de embalse de 400 MW de potencia instalada, con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWH.

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 115.416.339, M\$ 126.760.139 y M\$ 137.092.811, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2013			31-12-2012			01-01-2012		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.915.072	1.868.169	14.046.903	12.154.120	1.929.701	10.224.419	15.954.189	2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años	58.429.290	5.874.399	52.554.891	40.346.759	3.945.765	36.400.994	39.105.238	5.827.660	33.277.578
Más de cinco años	38.025.761	3.295.944	34.729.817	13.016.926	2.211.594	10.805.331	27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total	112.370.123	11.038.512	101.331.611	65.517.805	8.087.060	57.430.744	82.678.915	10.431.523	72.247.392

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

2. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 2.5 % al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 1 de enero de 2012.

Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1.75%.

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 incluyen M\$ 18.878.285, M\$ 18.483.171 y M\$ 16.502.843, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	10.447.299	18.932.624	7.690.811
Entre un año y cinco años	41.971.517	34.901.830	21.347.042
Más de cinco años	65.678.252	69.870.162	41.634.563
Total	118.097.068	123.704.616	70.672.416

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 350.969.175, M\$ 229.011.250 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 176.514.115, M\$ 175.143.405 y M\$ 328.844.715, respectivamente. (ver Nota 35).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$500.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$50.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro otros activos no financieros corrientes.

iv) La situación de determinados activos, de nuestra filial Endesa Chile, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600.

v) Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Compañía sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos es menor, siendo las únicas que experimentaron algún daño en su infraestructura las Centrales Bocamina I y Bocamina II, más algunos activos específicos en el negocio de distribución.

Producto de lo anterior, se efectuaron retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 9.733.426, fundamentalmente en la Central Bocamina I. Todos los desembolsos efectuados fueron cubiertos por el correspondiente seguro.

Cabe consignar que Enersis cuentan con seguros contratados y las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, que cubren tanto los daños materiales, como la interrupción de negocios. (Ver nota N°26)

vi) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato “Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW” (“el contrato”) suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“el propietario”) y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimont SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Contratista” o “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$38.200.000 aprox.). Al 31 de diciembre de 2012, el monto de las boletas efectivamente cobradas asciende a US\$ 93.996.585,73, quedando un saldo por cobrar a US\$18.940.294,84

El cobro de estas Boletas de Garantías redujo los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato, y que fueron activados en el Proyecto.

Junto con proceder al cobro de las referidas boletas de Garantías, Endesa Chile se ha reservado todos los derechos conferidos al amparo de dicho Contrato y la legislación nacional aplicable para exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Contratista.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile ha interpuesto ante la Cámara Internacional de Arbitraje de París una solicitud de arbitraje a fin de hacer efectivos los derechos conferidos al amparo de dicho instrumento.

vii) El negocio de nuestra filial Companhia De Interconexão Energética (CIEN), en su origen, era comercializar electricidad en Argentina y Brasil, pero debido a la reducción del límite de disponibilidad de generación y garantía física de energía y potencia asociada, la Compañía ha enfocado su negocio a una estructura de remuneración distinta que no se base en compra y venta de energía entre los países. Dada la importancia estratégica de los activos de la Compañía en las relaciones entre Brasil y Argentina se ha elaborado junto al Gobierno brasileño un nuevo modelo de plan de negocio transformando su actividad de comercialización a una actividad de transmisión de electricidad mediante el pago de una remuneración fija y que supone integrar sus líneas de transmisión a la red de transmisión brasileña operada por el Gobierno brasileño.

Cabe destacar que en años anteriores los Gobiernos de Argentina y Uruguay, formalizaron con la Compañía pagos de peajes para transportar energía entre ambos países. La administración considera que esta situación refuerza todavía más la importancia de la solicitud al Gobierno brasileño para la aprobación de su nuevo plan de negocio y considera probable que esto ocurra. Adicionalmente el 04 de junio de 2010 la compañía firmó un nuevo contrato por un plazo de siete meses por un monto total de MMUS\$ 155 para atender el transporte de energía requerido por el gobierno de Argentina.

Finalmente, con fecha 05 de abril de 2011 se publicaron en el Diario Oficial las Portarías Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a Compañía de Interconexión Energética, S.A. (CIEN) a una línea de interconexión regulada, con pago de un peaje regulado. La Receita Anual Permitida (RAP) anual total estipulada ascendió a 248 millones de reales brasileños, y será reajustada por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) anualmente, en el mes de junio, con revisiones tarifarias cada cuatro años. El plazo de la concesión es hasta junio de 2020, para la Línea 1, y hasta julio de 2022, para la Línea 2, con previsión de indemnización de las inversiones no amortizadas. De esta forma se completa con éxito el cambio de modelo de negocio en CIEN que hemos venido informando anteriormente. (Ver nota 3e).

viii) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. por M\$ 106.449.843 (ver nota 3.e), así como una pérdida adicional por M\$ 8.931.451 por el deterioro completo de la plusvalía en compra que tenía asignada a su filial argentina (ver Nota 15).

En Mayo de 2013, se publicó la Resolución 250/13 que ha reconocido los costos no trasladados a tarifa desde 2007 hasta febrero de 2013, en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos. Adicionalmente en Noviembre de 2013 y según la Nota de la Secretaría de Energía de Argentina N° 6852/13 que remite a la Resolución N° 250/13 ha permitido que Edesur reconozca los costos no trasladados a tarifa desde Marzo 2013 hasta Septiembre 2013. Lo anterior ha permitido a Edesur reconocer en otros ingresos de explotación M\$ 250.533.319

ix) Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, con propósito de ajustar el valor libro de sus Propiedades, plantas y equipos a su valor recuperable (ver nota 3.e).

17. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2013 y 2012 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	38.055.889
Adiciones	7.936.694
Desapropiaciones	(1.646.504)
Gasto por depreciación	(69.374)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	2.646.265
Saldo al 31 de diciembre de 2012	46.922.970
Adiciones	2.487.919
Desapropiaciones	(4.474.762)
Gasto por depreciación	(59.078)
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2013	44.877.049

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2012, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 47.410.152. Al 31 de diciembre de 2013 el valor de mercado de estos inmuebles es de M\$ 45.821.677.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el ejercicio 2013 y 2012 son M\$ 16.510.931 y M\$ 9.594.069, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los ejercicios 2013 y 2012 relacionados con las propiedades de inversión no son significativos.

El Grupo tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de sus inversiones inmobiliarias, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, entendiéndose que dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos.

18. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	75.826.789	10.700.455	98.105.401	46.865.082	47.115.495	8.635.197	34.307.797	321.556.216
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(4.189.296)	(850.759)	4.955.202	(1.494.579)	(3.355.784)	(16.669.753)	6.745.508	(14.859.461)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(418.615)	-	-	(6.028.387)	511.656	5.010.578	-	(924.768)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	11.634.643	381.719	12.016.362
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(553.272)	(190.829)	(3.206.774)	(804.512)	(9.658)	630.288	(2.369.230)	(6.503.987)
Otros incrementos (decrementos)	(1.334.578)	(9.658.867)	(27.657.431)	(37.815.662)	(602.193)	(7.530.665)	(16.547.199)	(101.146.595)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	69.331.028	-	72.196.398	721.942	43.659.516	1.710.288	22.518.595	210.137.767

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	85.899.933	12.326.434	116.303.761	38.774.551	37.813.186	18.343.781	57.574.862	367.036.508
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(234.846)	(923.104)	(9.067.982)	(971.325)	13.273.701	570.080	24.133.354	26.779.878
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	1.107.351	(1.913.761)	-	158.459	(647.951)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	576.313	(702.875)	(16.787.113)	(5.532.742)	(94.336)	-	(8.688.517)	(31.229.270)
Otros incrementos (decrementos)	(10.414.611)	-	7.656.735	13.487.247	(1.963.295)	(10.278.664)	(38.870.361)	(40.382.949)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	75.826.789	10.700.455	98.105.401	46.865.082	47.115.495	8.635.197	34.307.797	321.556.216

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	contratos de moneda extranjera	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	371.424.034	41.745.931	-	-	17.080	6.425.224	81.515.428	501.127.697
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(19.041.347)	(1.760.684)	6.696.045	-	71.264	937.186	4.084.369	(9.013.167)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(476)	-	-	-	(2.744.987)	553.068	(61.684)	(2.254.079)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	8.534.296	-	-	-	-	-	-	8.534.296
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(43.599)	(1.410.853)	(1.219.749)	-	-	(10.209)	(1.901.703)	(4.586.113)
Otros incrementos (decrementos)	(3.467.998)	(17.404.697)	(5.456.076)	-	2.677.461	(2.112.544)	(72.557.890)	(98.321.744)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	357.404.910	21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	395.486.890

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	contratos de moneda extranjera	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	397.272.250	48.236.269	4.431.328	107.097	5.074.020	880.379	26.258.919	482.260.262
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	29.393.002	(2.284.313)	(633.757)	-	10.222	1.352.762	51.604.441	79.442.357
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	-	3.284.076	(153.866)	3.130.210
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(5.988.880)	(4.206.025)	-	-	-	13.811	(12.263.943)	(22.445.037)
Otros incrementos (decrementos)	(49.252.338)	-	(3.797.571)	(107.097)	(5.067.162)	894.196	16.069.877	(41.260.095)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	371.424.034	41.745.931	-	-	17.080	6.425.224	81.515.428	501.127.697

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar estos activos.

b. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 25.233.492 (M\$ 66.185.825 y M\$ 39.313.993 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente) Ver nota 3.o.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales y negocios conjuntos, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 2.204.237.044 (M\$ 2.279.916.304 y M\$ 2.204.409.498 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones.

Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2008-2013
Argentina	2008-2013
Brasil	2008-2013
Colombia	2011-2013
Perú	2009-2013

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2013			31 de diciembre de 2012		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(2.273)	455	(1.818)	515	(569)	(54)
Cobertura de Flujo de Caja	(76.088.977)	12.332.516	(63.756.461)	66.059.410	(25.726.629)	40.332.781
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	8.367.223	-	8.367.223	737.736	-	737.736
Ajustes por conversión	(76.723.893)	-	(76.723.893)	(364.848.647)	-	(364.848.647)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	6.351.518	(2.603.231)	3.748.287	(14.044.750)	4.662.040	(9.382.710)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(138.096.402)	9.729.740	(128.366.662)	(312.095.736)	(21.065.158)	(333.160.894)

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012		1 de enero de 2012	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan intereses	785.231.174	2.688.538.096	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	117.341.051	97.231.764	4.850.754	233.368.171	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.410.556	-	-	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.692.424	4.479.251	2.442.847	7.027.436	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	-	-	831.772	-
	906.675.205	2.790.249.111	658.423.302	2.928.119.869	660.562.558	3.271.355.293

(*) ver nota 21.2.a

(**) ver nota 21.2.b

19.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012		1 de enero de 2012	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	154.917.772	219.963.968	106.830.823	292.400.621	278.193.752	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	407.412.807	2.179.772.922	394.389.956	2.204.708.298	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	4.828.233	-	4.880.687	4.689.387	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	14.046.903	87.284.708	10.224.419	47.206.325	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	204.025.459	201.516.498	134.803.816	138.719.631	105.067.046	225.106.811
Total	785.231.174	2.688.538.096	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2013	
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	2,29%	Sin Garantía	404.070	106.087.194	106.491.264	858.299	-	-	858.299
Chile	Ch\$	5,67%	Sin Garantía	1.523	176	1.699	-	-	-	-
Perú	US\$	2,78%	Sin Garantía	2.676.462	2.785.037	5.461.499	22.038.803	27.745.371	-	49.784.174
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	150.822	-	150.822	-	22.539.537	-	22.539.537
Argentina	US\$	9,31%	Sin Garantía	6.425.910	4.853.256	11.279.166	1.617.752	-	-	1.617.752
Argentina	\$ Arg	27,55%	Sin Garantía	14.322.039	9.470.728	23.792.767	15.222.302	-	-	15.222.302
Colombia	\$ Col	6,84%	Sin Garantía	-	188.239	188.239	-	-	82.965.288	82.965.288
Brasil	US\$	7,70%	Sin Garantía	69.098	7.173.489	7.242.587	11.708.419	5.280.170	1.064.912	18.053.501
Brasil	Real	10,12%	Sin Garantía	-	309.729	309.729	-	19.282.077	9.641.038	28.923.115
Total				24.049.924	130.867.848	154.917.772	51.445.575	74.847.155	93.671.238	219.963.968

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2012	
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	1,76%	Sin Garantía	354.739	1.191.983	1.546.722	97.967.390	-	-	97.967.390
Chile	Ch\$	4,90%	Sin Garantía	432	-	432	-	-	-	-
Perú	US\$	3,49%	Sin Garantía	1.806.758	444.835	2.251.593	10.632.998	25.699.999	12.010.552	48.343.549
Perú	Soles	5,50%	Sin Garantía	187.239	-	187.239	-	1.875.756	20.633.302	22.509.058
Argentina	US\$	8,91%	Sin Garantía	7.214.852	4.421.192	11.636.044	7.368.666	-	-	7.368.666
Argentina	\$ Arg	20,96%	Sin Garantía	29.367.103	25.564.977	54.932.080	10.429.806	-	-	10.429.806
Colombia	\$ Col	8,12%	Sin Garantía	1.710.131	-	1.710.131	-	82.656.349	-	82.656.349
Brasil	US\$	7,79%	Sin Garantía	-	6.199.249	6.199.249	13.651.212	7.623.414	1.851.177	23.125.803
Brasil	Real	7,47%	Sin Garantía	5.001.762	23.365.571	28.367.333	-	-	-	-
Total				45.643.016	61.187.807	106.830.823	140.050.072	117.855.518	34.495.031	292.400.621

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Vencimiento		Total No Corriente al 01/01/2012	
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	1,97%	Sin Garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	107.025.578	849.449	-	107.875.027
Perú	US\$	3,63%	Sin Garantía	2.354.628	8.838.878	11.193.506	4.296.544	19.212.039	26.158.087	49.666.670
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	310.428	1.541.618	1.852.046	-	-	30.832.352	30.832.352
Argentina	US\$	5,28%	Sin Garantía	494.597	6.393.975	6.888.572	17.983.101	1.598.484	-	19.581.585
Argentina	\$ Arg	21,17%	Sin Garantía	37.631.229	17.687.954	55.319.183	40.368.276	2.414.084	-	42.782.360
Colombia	\$ Col	6,48%	Sin Garantía	-	86.794.795	86.794.795	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,05%	Sin Garantía	-	5.825.541	5.825.541	13.909.371	11.722.036	6.352.599	31.984.006
Brasil	Real	12,89%	Sin Garantía	9.173.097	99.454.802	108.627.899	33.381.001	-	-	33.381.001
Total				50.048.479	228.145.273	278.193.752	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 371.446.585 (M\$ 405.226.404 y M\$ 582.919.972 al 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012, respectivamente).

19.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2013 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,62%	Sin Garantía	9.165.715	200.200.208	209.365.923	238.986.425	-	159.538.410	398.524.835
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	9.072.702	9.072.702	9.696.776	9.696.776	299.711.440	319.104.992
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	862.593	5.164.073	6.026.666	13.835.937	5.249.833	14.786.682	33.872.452
Perú	Soles	6,63%	Sin Garantía	7.549.494	34.181.671	41.731.165	41.343.147	9.391.473	98.704.389	149.439.009
Colombia	\$ Col	7,54%	Sin Garantía	108.852.499	26.251.335	135.103.834	107.653.041	261.155.251	645.988.991	1.014.797.283
Brasil	Real	11,06%	Sin Garantía	-	6.112.517	6.112.517	99.686.584	140.090.064	24.257.703	264.034.351
Total				126.430.301	280.982.506	407.412.807	511.201.910	425.583.397	1.242.987.615	2.179.772.922

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,71%	Sin Garantía	20.743.334	192.725.416	213.468.750	271.467.420	123.377.492	145.304.618	540.149.530
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	8.778.822	8.778.822	14.445.679	15.349.506	289.721.460	319.516.645
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	785.915	55.795	841.710	7.688.954	9.566.350	18.255.463	35.510.767
Perú	Soles	6,73%	Sin Garantía	6.771.045	37.313.862	44.084.907	63.550.103	25.360.206	52.521.139	141.431.448
Colombia	\$ Col	8,01%	Sin Garantía	50.177.769	43.631.713	93.809.482	172.916.738	191.051.473	498.675.237	862.643.448
Brasil	Real	11,58%	Sin Garantía	6.626.846	26.779.439	33.406.285	64.628.349	152.851.186	87.976.925	305.456.460
Total				85.104.909	309.285.047	394.389.956	594.697.243	517.556.213	1.092.454.842	2.204.708.298

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 01/01/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	22.439.241	802.032	23.241.273	396.001.073	236.020.317	157.801.599	789.822.989
Chile	CH\$	5,29%	Sin Garantía	31.548.592	9.198.469	40.747.061	13.764.742	14.617.263	378.064.242	406.446.247
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	853.625	60.597	914.222	5.049.784	13.692.084	19.828.195	38.570.063
Perú	Soles	7,37%	Sin Garantía	27.920.075	57.158	27.977.233	80.986.235	42.415.673	28.905.326	152.307.234
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	15.571	3.963.560	3.979.131	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	12,64%	Sin Garantía	1.753.145	36.094.355	37.847.500	131.329.301	76.673.844	574.038.462	782.041.607
Brasil	Real	12,97%	Sin Garantía	6.688.369	101.390.968	108.079.337	60.242.802	120.351.829	90.131.132	270.725.763
Total				91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903

19.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2013
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Perú	Soles	6,16%	Con Garantía	4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-
Total				4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	4.689.387
Total				132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	4.689.387

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 01/01/2012
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-
Peru	Soles	6,41%	Con Garantía	135.886	60.596	196.482	9.635.108	-	-	9.635.108
Total				135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	9.635.108

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 3.006.275.851 (M\$ 2.886.287.734 y M\$ 3.209.731.363 al 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012, respectivamente).

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Table with columns for debtors (Rut Empresa, Nombre Empresa, País Empresa, Rut Entidad, Nombre del acreedor, País de Acreedora, Tipo de Moneda, Tasa de Efectiva, Tasa de Nominal, Garantía) and maturity periods (31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012, 1 de enero de 2012). It details financial data for various companies like Chimanayo S.A.C., Ampila, and Edelson.

19.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2013, M\$ 754.177.869 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (M\$ 663.941.768 y M\$ 739.686.386 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente) (véase Nota 3.m).

El movimiento al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	37.372.801	30.554.503	67.748.527
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(24.792.601)	17.591.453	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(10.087.806)	(10.657.638)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(76.955)	(115.517)	633.136
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	2.415.439	37.372.801	30.554.503

19.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2013 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 208.900.680 (M\$ 240.683.000 y M\$ 238.832.000 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente).

20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo Enersis están expuestas a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enersis.

20.1 Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 72% al 31 de diciembre de 2013.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura de deuda financiera del Grupo Enersis según tasa de interés fija y/o protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-12-2013 %	31-12-2012 %	01-01-2012 %
Tasa de interés fijo	72%	60%	61%
Tasa de interés variable	28%	40%	39%
Total	100%	100%	100%

20.2 Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución del dólar.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

20.3 Riesgo de commodities.

El Grupo Enersis se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, la Sociedad ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2013, no hay operaciones vigentes de derivados de commodities. Al 31 de diciembre de 2012, estaban vigentes operaciones swaps por 462 mil barriles de Brent para enero 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el período febrero-junio de 2013 (al 1 de enero de 2012 no existían instrumentos de cobertura vigentes).

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities (ver nota 21.3).

20.4 Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 19, 21 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.606.387.569 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 815.832.061 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 240.683.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional (M\$ 1.187.684.209 y M\$ 238.832.000 respectivamente, al 1 de enero de 2012).

20.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enersis realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión) con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación investment grade.

20.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enersis elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda, Dividendos y Proyectos.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible pérdida de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un día con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Bootstrapping. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día.

La valoración de las distintas posiciones de deuda y derivados financieros incluidos en el cálculo, se han realizado de forma consistente con la metodología de cálculo del capital económico reportado a la Gerencia.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Tipo de interés	17.236.855	15.933.808
Tipo de cambio	3.074.168	2.346.380
Correlación	(390.965)	(468.249)
Total	19.920.058	17.811.939

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2013 y 2012 en función del inicio/vencimiento de las operaciones.

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

21.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

31 de diciembre de 2013						
Instrumentos	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	4.107.362	-	-	-	-	25.142.725
Otros activos de carácter financiero	-	163.288.698	588.490.652	1.079.283.455	-	-
Total Corriente	4.107.362	163.288.698	588.490.652	1.079.283.455	-	25.142.725
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.158.231	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	4.403.506
Otros activos de carácter financiero	-	-	34.867.362	223.045.673	448.107.319	-
Total No Corriente	-	-	34.867.362	223.045.673	452.265.550	4.403.506
Total	4.107.362	163.288.698	623.358.014	1.302.329.128	452.265.550	29.546.231

31 de diciembre de 2012						
Instrumentos	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	51.876
Otros activos de carácter financiero	-	194.196.327	-	894.613.988	-	-
Total Corriente	-	194.196.327	-	894.613.988	-	51.876
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.178.597	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	32.384.466
Otros activos de carácter financiero	-	-	27.045.746	203.082.205	375.227.434	-
Total No Corriente	-	-	27.045.746	203.082.205	379.406.031	32.384.466
Total	-	194.196.327	27.045.746	1.097.696.193	379.406.031	32.436.342

1 de enero de 2012						
Instrumentos	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	47.504	-	-	-	-	748.078
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.012.063.837	-	-
Total Corriente	47.504	-	-	1.012.063.837	-	748.078
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.085.253	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.793.960	443.317.694	-	-
Total No Corriente	-	-	20.793.960	443.317.694	4.085.253	12.178.355
Total	47.504	-	20.793.960	1.455.381.531	4.085.253	12.926.433

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

31 de diciembre de 2013				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	4.393.053	-	783.530.545	-
Instrumentos derivados	1.410.556	-	-	117.341.051
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.624.004.602	-
Total Corriente	5.803.609	-	2.407.535.147	117.341.051
Préstamos que devengan interés	4.707.155	-	2.688.310.192	-
Instrumentos derivados	-	-	-	97.231.764
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.063.878	-
Total No Corriente	4.707.155	-	2.711.374.070	97.231.764
Total	10.510.764	-	5.118.909.217	214.572.815

31 de diciembre de 2012				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	3.755.999	2.022.260	647.794.289	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4.850.754
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.345.111.257	-
Total Corriente	3.755.999	2.022.260	1.992.905.546	4.850.754
Préstamos que devengan interés	8.336.860	-	2.686.414.838	-
Instrumentos derivados	-	-	-	233.368.171
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	14.257.438	-
Total No Corriente	8.336.860	-	2.700.672.276	233.368.171
Total	12.092.859	2.022.260	4.693.577.822	238.218.925

1 de enero de 2012				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	11.601.335	3.929.271	637.132.100	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	6.200.643
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.374.639.101	-
Total Corriente	12.408.440	3.929.271	2.011.771.201	6.200.643
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.045.226.089	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	14.304.607	-
Total No Corriente	13.215.469	-	3.059.530.696	212.913.735
Total	25.623.909	3.929.271	5.071.301.897	219.114.378

21.2 Instrumentos derivados.

El Grupo Enersis siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2013				31 de diciembre de 2012				1 de enero de 2012			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	21.129.599	9.816	116.095.465	96.151.780	51.876	29.200.554	4.666.417	227.784.641	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	21.129.599	9.816	116.081.484	94.681.404	51.876	29.200.554	4.648.602	224.676.991	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	13.981	1.470.376	-	-	17.815	3.107.650	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	25.142.725	4.403.506	117.341.051	97.231.764	51.876	32.384.466	4.850.754	233.368.171	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2013	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2012	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 01-01-2012
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	6.081.246	(2.583.955)	(4.376.384)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(1.484.357)	(3.125.465)	(7.157.165)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(189.623.473)	(200.073.163)	(194.654.396)

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	697.443	-	381.011	-	4.034.969	-
Partida subyacente	-	1.556.853	-	2.167.393	-	4.763.189
TOTAL	697.443	1.556.853	381.011	2.167.393	4.034.969	4.763.189

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2013				31 de diciembre de 2012				1 de enero de 2012			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	4.107.362	1.410.556	-	-	-	-	-	-	47.504	807.105	-	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2013							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	6.081.246	127.289.996	33.022.809	42.602.326	20.964.119	-	-	223.879.250
Cobertura de flujos de caja	6.081.246	127.289.996	33.022.809	42.602.326	20.964.119	-	-	223.879.250
Cobertura de tipo de cambio:	(191.107.830)	528.667.696	2.681.268	220.782.812	-	-	-	752.131.776
Cobertura de flujos de caja	(189.623.473)	527.137.108	1.041.243	220.782.812	-	-	-	748.961.163
Cobertura de valor razonable	(1.484.357)	1.530.588	1.640.025	-	-	-	-	3.170.612
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.696.806	294.635.535	-	-	-	-	-	294.635.535
TOTAL	(182.329.778)	950.593.226	35.704.077	263.385.139	20.964.119	-	-	1.270.646.561

Derivados financieros	31 de diciembre 2012							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de flujos de caja	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de tipo de cambio:	(203.198.628)	10.905.551	490.286.790	1.785.653	216.342.351	-	-	719.320.345
Cobertura de flujos de caja	(200.073.163)	9.407.392	488.681.512	65.598	216.342.351	-	-	714.496.853
Cobertura de valor razonable	(3.125.465)	1.498.159	1.605.278	1.720.055	-	-	-	4.823.492
Deivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	(205.782.583)	17.492.816	608.118.174	35.311.546	260.131.845	20.679.250	-	941.733.631

Derivados financieros	01 de enero 2012							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de flujos de caja	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de tipo de cambio:	(201.811.561)	29.287.450	10.912.595	499.430.704	2.091.618	211.163.933	-	752.886.300
Cobertura de flujos de caja	(194.654.396)	23.473.223	9.147.062	497.538.936	64.588	211.163.933	-	741.387.742
Cobertura de valor razonable	(7.157.165)	5.814.227	1.765.533	1.891.768	2.027.030	-	-	11.498.558
Deivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294
TOTAL	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457

El monto nominal contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

21.3 Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.g.5.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2013 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.546.231	-	29.546.231	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.107.362	-	4.107.362	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	129.780	-	129.780	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	163.288.698	163.288.698	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	448.136.514	29.195	448.107.319	-
Total	645.208.585	163.317.893	481.890.692	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	213.088.458	-	213.088.458	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.484.357	-	1.484.357	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.410.556	-	1.410.556	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	4.393.053	-	4.393.053	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	4.707.155	-	4.707.155	-
Otros pasivos financieros corto plazo	-	-	-	-
Total	225.083.579	-	225.083.579	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	32.436.342	-	32.436.342	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	784.741	-	784.741	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	194.196.327	194.196.327	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	375.258.902	31.468	375.227.434	-
Total	602.676.312	194.227.795	408.448.517	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	235.093.460	-	235.093.460	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	3.125.465	-	3.125.465	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	32.200	-	32.200	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	3.755.999	-	3.755.999	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	8.336.860	-	8.336.860	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	252.366.244	-	250.343.984	2.022.260

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	01-01-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	47.504	-	47.504	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	86.852	86.852	-	-
Total	13.060.789	86.852	12.973.937	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros corto plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

21.3.1 A continuación se detalla una conciliación entre los saldos de apertura y cierre, para aquellos instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3:

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 1 de enero de 2012	3.929.271
Utilidad imputada en resultado financiero	(1.907.011)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2.022.260
Utilidad imputada en resultado financiero	(2.022.260)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	0

El valor razonable del Nivel 3 ha sido determinado mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel.

22. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes			No corrientes		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acreedores comerciales	503.498.609	403.045.758	383.776.345	-	-	-
Otras cuentas por pagar	916.093.723	791.805.992	829.611.968	23.063.878	14.257.438	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313	23.063.878	14.257.438	14.304.607

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes			No corrientes		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	Uno a cinco años		
				31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Proveedores por compra de energía	473.475.615	362.234.278	349.896.152	-	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	30.022.994	40.811.480	33.880.193	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	585.516.463	531.033.373	517.210.243	-	24.806	243.790
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	171.536.664	117.317.629	161.073.860	-	-	-
Multas y reclamaciones (*)	84.104.347	78.970.305	74.994.982	-	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	21.530.534	24.036.804	17.971.576	16.772.447	7.544.852	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	2.834.294	5.416.568	17.684.946	126.137	4.151.439	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	24.837.227	16.988.406	11.514.861	-	-	-
Obligaciones programas sociales	9.647.096	3.663.538	14.987.123	-	-	-
Otras cuentas por pagar	16.087.098	14.379.369	14.174.377	6.165.294	2.536.341	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313	23.063.878	14.257.438	14.304.607

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 20.4.

(*) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones del ejercicio actual y anteriores que nuestra filial argentina Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 5.2).

23. PROVISIONES.

- a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes			No corrientes		
	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales	56.337.107	31.476.623	49.741.677	164.694.598	155.901.482	186.626.567
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación (1)	-	-	-	24.109.594	20.475.846	13.472.195
Provisión proveedores y servicios	14.682.069	11.635.899	9.689.600	5.163.161	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	33.253.379	27.311.156	31.162.406	-	100.707	65.221
Otras provisiones	14.310.103	19.307.024	8.595.703	-	97.000	1.851.856
Total	118.582.658	89.730.702	99.189.386	193.967.353	176.575.035	202.015.839

- (1) Ver nota 3a

- b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	187.378.105	20.475.846	58.451.786	266.305.737
Provisiones Adicionales	-	2.176.598	-	2.176.598
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	30.020.151	14.952	28.019.971	58.055.074
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios bajo control común	9.403.960	357.755	-	9.761.715
Provisión Utilizada	(23.712.842)	(207.158)	(16.114.633)	(40.034.633)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	18.085.233	1.216.334	19.256.130	38.557.697
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(9.039.781)	75.267	(8.375.698)	(17.340.212)
Otro Incremento (Decremento)	8.896.879	-	(13.828.844)	(4.931.965)
Total Movimientos en Provisiones	33.653.600	3.633.748	8.956.926	46.244.274
Saldo al 31 de diciembre de 2013	221.031.705	24.109.594	67.408.712	312.550.011

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	236.368.244	13.472.195	51.364.786	301.205.225
Provisiones Adicionales	-	6.350.280	-	6.350.280
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(10.979.847)	2.890	1.732.867	(9.244.090)
Provisión Utilizada	(35.949.989)	(112.792)	(18.253.231)	(54.316.012)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	-	-	-
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	26.299.019	513.394	20.531.128	47.343.541
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(28.541.694)	206.748	(7.091.382)	(35.426.328)
Otro Incremento (Decremento)	182.372	43.131	10.167.618	10.393.121
Total Movimientos en Provisiones	(48.990.139)	7.003.651	7.087.000	(34.899.488)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2012	187.378.105	20.475.846	58.451.786	266.305.737

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

24.1 Aspectos generales:

Enersis y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.1.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.
- **Suministro energía eléctrica:** El beneficiario recibe una bonificación mensual, que cubre una parte de la facturación por su consumo domiciliario.
- **Beneficio de salud:** El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

Premios por antigüedad Perú: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1	remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½	remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½	remuneración básica mensual

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	238.514.991	256.161.368	269.353.075
Total Pasivo	238.514.991	256.161.368	269.353.075
Total Obligaciones Post Empleo, neto	238.514.991	256.161.368	269.353.075

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al		
	31-12-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	521.850.486	628.823.491	592.212.012
(-) Plan de activos (*)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)
Total	199.020.212	234.943.326	226.074.124
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	39.494.779	21.218.042	43.278.951
Total Obligaciones Post Empleo, neto	238.514.991	256.161.368	269.353.075

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).

A continuación se presenta el saldo registrado en el Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor de razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2013 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	521.850.486	628.823.491	592.212.012	548.004.356	503.721.949
Activos Afectos	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)
Diferencia	199.020.212	234.943.326	226.074.124	170.764.497	141.031.612
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	39.494.779	21.218.042	43.278.951	42.952.266	39.960.319
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	-	(2.786.493)	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	238.514.991	256.161.368	269.353.075	210.930.270	180.991.931

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.462.712	3.689.477	4.323.923
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	54.773.138	53.828.477	56.225.969
Ingresos por intereses activos del plan	(37.219.214)	(34.379.133)	(44.345.866)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.422.955	-	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	24.439.591	23.138.821	16.204.026
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(6.351.518)	14.044.750	61.614.524
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	18.088.073	37.183.571	77.818.550

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre es el siguiente

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	256.161.368
Coste Neto por Intereses	19.976.881
Costes de los Servicios en el Período	4.462.712
Beneficios Pagados en el Período	(15.517.133)
Aportaciones del Período	(14.383.865)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Cambios del Límite del Activo	15.853.780
Diferencias de Conversión	(9.318.040)
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2013	238.514.991

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2013 y ejercicio 2012 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	592.212.012
Costo del servicio corriente	3.689.477
Costo por intereses	53.828.477
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.133.093
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	55.473.069
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	28.704.577
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(60.408.303)
Contribuciones pagadas	(46.161.462)
Otros	352.551
Saldo al 31 de diciembre de 2012	628.823.491
Costo del servicio corriente	4.462.712
Costo por intereses	54.773.138
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.137.338
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(24.305.459)
Contribuciones pagadas	(48.536.164)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	521.850.486

Al 31 de diciembre de 2013, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 8,25% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,38% a 31 de diciembre de 2012), en un 74,67% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,54% a 31 de diciembre de 2012), en un 14,82% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,61% a 31 de diciembre 2012), en un 1,85% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,12% a 31 de diciembre de 2012) y el 0,41% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,35% a 31 de diciembre de 2012).

- e) Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	(366.137.888)
Ingresos por intereses	(34.379.133)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(85.384.376)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	73.137.727
Aportaciones del empleador	(1.133.093)
Aportaciones pagadas	(11.477.878)
Contribuciones pagadas	31.494.476
Saldo al 31 de diciembre de 2012	(393.880.165)
Ingresos por intereses	(37.219.214)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.987.419
Aportaciones del empleador	(1.137.338)
Aportaciones pagadas	(14.383.865)
Contribuciones pagadas	33.019.031
Saldo al 31 de diciembre de 2013	(322.830.274)

- f) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	52.901.001	16%	52.904.778	13%	55.291.894	15%
Activos de renta fija	232.840.825	72%	295.967.203	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	24.609.293	8%	29.632.539	8%	20.653.101	6%
Otros	12.479.155	4%	15.375.645	4%	14.549.487	4%
Total	322.830.274	100%	393.880.165	100%	366.137.888	100%

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo		M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		43.278.951
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(16.128.654)
Diferencias de Conversión		(5.932.255)
Saldo al 31 de diciembre de 2012		21.218.042
Intereses de Activo no reconocidos		2.422.955
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		17.475.375
Diferencias de Conversión		(1.621.593)
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2013		39.494.779

La rentabilidad real promedio al cierre del ejercicio 2013 fue de 9,98%.

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones, arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acciones	3	3	5
Inmuebles	21.899.207	12.825.725	10.152.936
Total	21.899.210	12.825.728	10.152.941

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012
Tasas de descuento utilizadas	5,40%	6,00%	11,82% - 12,44%	9,98%	7,25%	8,00%	5,50%	5,50%	6,80%	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	7,61%	7,61%	4,00%	3,5% - 4,0% - 4,5%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2004	RV -2004	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2004	RV 2004

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$41.964.612 (M\$59.036.348 y M\$53.990.483 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$49.310.554 (M\$70.761.453 y M\$ 64.370.187 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2013 han ascendido a M\$3.140.681 (M\$2.092.037 y M\$ 1.998.189 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$29.950.938.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo ENERSIS corresponde a 12,10 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	53.431.105
2	49.435.747
3	49.813.814
4	49.481.701
5	49.992.831
más de 5	261.641.616

25. PATRIMONIO.

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis celebrada el 20 de diciembre de 2012, se aprobó aumentar el capital en M\$ 2.844.397.890, dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

- a) Con un aporte no dinerario de Endesa, S.A. por un monto total de M\$ 1.724.400.000 que corresponde a 9.967.630.058 acciones de Enersis, a un precio de \$ 173 por acción.

Para mayor detalle les de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., ver Nota 4.

- b) Con aporte en efectivo de participaciones no controladoras a un precio de \$173 pesos chilenos por cada acción de pago.

Durante el período de opción preferente de suscripción de acciones, desde el 25 de febrero al 26 de marzo de 2013, se suscribieron y pagaron un total de 16.284.562.981 acciones, equivalente a un 99,04% del total de acciones autorizadas, quedando un total de 157.043.316 acciones no suscritas. De las acciones suscritas y pagadas 9.967.630.058 acciones correspondieron a Endesa, S.A. y 6.316.932.923 acciones a participaciones no controladoras, dentro de los cuales 1.675.441.700 se suscribieron en Estados Unidos (33.508.834 ADR).

Con fecha 28 de marzo, se procedió al remate del remanente de 157.043.316 acciones por colocar, que fueron adjudicadas a un precio de \$182,3 pesos. El monto total recaudado en el remate fue de M\$ 28.628.996, que incluye un sobreprecio de colocación de acciones de M\$1.460.503.

Con lo anterior, el capital Enersis asciende a M\$ 5.669.280.725 al 31 de diciembre de 2013 y está representado en 49.092.772.762 de acciones. Al 31 de diciembre 2012 y 1 de enero de 2012, el capital de Enersis ascendía M\$ 2.824.882.835 y estaba representado por 32.651.166.465 acciones.

Al 31 de diciembre de 2013, todas las acciones emitidas por Enersis están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Una situación similar ocurría al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2003 y 1995. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$ 125.881.577, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$ 32.878.071.

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital recientemente concretado, que ascendió a M\$ 1.460.503 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 25.5.c).

25.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2011, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 82), y un dividendo adicional, que asciende a un total de \$7,44578. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 82 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 83 ascendente a \$5,87398 por acción, a contar del 12 de mayo de 2011.

Lo anterior constituye una modificación de la política de dividendos de la Compañía, correspondiente al ejercicio 2010, que preveía el pago del dividendo provisorio durante el mes de diciembre.

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 30 de noviembre de 2011, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 27 de enero del año 2012, un dividendo provisorio de \$ 1,46560 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2011.

Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis. S.A., mantener el reparto del mismo porcentaje de utilidades efectuado el ejercicio anterior, esto es, el 50% de las utilidades líquidas de la Compañía. Para el presente ejercicio dicho porcentaje equivale a \$5,7497 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía. Lo anterior, modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendos del 55% de las utilidades líquidas de la compañía.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°84), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°84 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°85 ascendente a \$4,28410 por acción.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad ó a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

Con fecha 29 de noviembre de 2012 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013 un dividendo provisorio N°86 de \$1,21538 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% del las utilidades liquidas calculadas al 30 de septiembre 2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de abril de 2013, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°86), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$4,25027 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°86 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°87 ascendente a \$3,03489 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2013 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 31 de enero de 2014 un dividendo provisorio N°88 de \$1,42964 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% del las utilidades liquidas calculadas al 30 de septiembre 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
72	Definitivo	20-04-2005	0,41654	2004
73	Definitivo	03-04-2006	1,00000	2005
74	Provisorio	26-12-2006	1,11000	2006
75	Definitivo	23-05-2007	4,89033	2006
76	Provisorio	27-12-2007	0,53119	2007
77	Definitivo	30-04-2008	3,41256	2007
78	Provisorio	19-12-2008	1,53931	2008
79	Definitivo	12-05-2009	4,56069	2008
80	Provisorio	17-12-2009	2,45677	2009
81	Definitivo	06-05-2010	4,64323	2009
82	Provisorio	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	31-01-2014	1,42964	2013

25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(72.729.629)	(68.251.285)	(72.109.861)
Ampla Energía E Serviços S.A.	23.785.914	52.686.506	125.398.489
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	-	3.513.918	1.047.218
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	154.005.545	22.285.125	20.185.717
Edelnor	16.231.253	6.517.665	10.327.272
Investluz S.A.	-	(5.725.690)	3.630.372
Endesa Brasil S.A.	(258.218.756)	(104.168.848)	20.839.624
Central Costanera S.A.	578.662	(2.677.497)	(6.301.808)
Gas Atacama S.A.	5.020.651	(646.559)	3.979.726
Emgesa S.A. E.S.P.	76.006.120	53.834.515	51.141.069
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(26.372.986)	(19.040.997)	(9.846.088)
Generandes Perú S.A.	24.832.786	24.592.212	28.938.192
Emp. Eléctrica de Piura	3.379.674	-	-
Otros	(2.541.250)	(3.639.124)	(607.254)
TOTAL	(56.022.016)	(40.720.059)	176.622.668

25.3 Gestión del capital.

El objetivo de la compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2013 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 963.763.217, M\$ 431.997.899, M\$ 59.818.971, M\$ 130.412.837 y M\$ 23.948.075, respectivamente.

25.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Movimiento 2013 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(15.301.957)	(56.022.016)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	(30.680.754)	(3.086.726)
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	(1.836)	11.811
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(916.013.117)	(2.414.023.486)
TOTAL	(1.511.122.753)	(961.997.664)	(2.473.120.417)

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(217.342.727)	(40.720.059)
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	27.904.293	27.594.028
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	(189)	13.647
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	(801.373)	(1.498.010.369)
TOTAL	(1.320.882.757)	(190.239.996)	(1.511.122.753)

	Saldo al 1 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	113.278.890	63.343.778	176.622.668
Coberturas de flujo de caja	40.783.463	(41.093.728)	(310.265)
Activos financieros disponibles para la venta	41.825	(27.989)	13.836
Otras reservas varias	(1.505.891.534)	8.682.538	(1.497.208.996)
TOTAL	(1.351.787.356)	30.904.599	(1.320.882.757)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.6.3) y
 - la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.4. y 3.m).
- c) **Otras reservas varias.**

El movimiento del periodo 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis, que como se describe en nota 25.1.1., ha finalizado recientemente.

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.110, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 4).
- 2) Cargo de M\$ 18.581.809, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripción del Gasto	Monto Bruto M\$	Efecto Fiscal M\$	Monto Neto M\$
Asesorías legales	1.154.819	(230.964)	923.855
Asesorías financiera y fess Colocación	22.436.327	(4.487.265)	17.949.062
Auditorías	1.113.980	(222.796)	891.184
Otros Gastos	347.764	(69.553)	278.211
Sub Total	25.052.890	(5.010.578)	20.042.312
Menos			
Sobre precio en colocacion de acciones	1.460.503		1.460.503
Total	23.592.387	(5.010.578)	18.581.809

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se explican como sigue:

- i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del de 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

- ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "adopción por primera vez").
- iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Endesa Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

25.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje económico)						
	31-12-2013	Patrimonio			Ganancia / (Pérdida)		31-12-2011
		%	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	31-12-2013 M\$	
Ampla Energia E Serviços S.A.	8,37%	50.325.686	153.046.559	141.726.169	17.576.812	34.941.553	20.667.055
Compañía Energética Do Ceará S.A.	50,82%	194.582.550	267.523.158	304.467.294	22.491.849	65.199.582	88.302.196
Compañía de Interconexión Energética S.A.	16,46%	20.523.680	57.502.251	62.254.091	5.585.932	8.256.234	15.228.503
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	16,67%	20.550.888	84.377.883	105.089.989	19.421.933	49.250.755	52.250.800
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	16,46%	25.500.826	65.178.903	77.308.850	9.124.774	16.468.577	18.445.248
Investluz S.A. (2)	14,12%	-	39.767.817	45.399.029	32.475	(267.282)	(3.219.527)
Endesa Brasil S.A. (2)	16,46%	52.174.858	130.339.145	64.771.303	2.483.175	1.260.153	4.875.814
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,61%	318.351.067	475.192.241	387.922.750	82.405.481	113.305.998	70.823.497
Emgesa S.A. E.S.P.	62,28%	585.104.934	765.027.983	738.982.633	154.972.672	168.794.229	107.768.893
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,46%	57.809.739	85.831.223	81.916.834	14.092.812	16.951.832	17.532.247
Edegel S.A.A	62,54%	249.172.825	242.251.459	240.843.403	39.452.495	25.846.262	36.624.589
Chinango S.A.C.	70,03%	44.855.657	45.123.137	40.804.028	7.119.623	8.478.503	5.722.963
Empresa Distribuidora Sur S.A.	28,39%	8.070.946	(24.151.103)	1.689.191	25.639.856	(27.969.542)	(54.483.581)
Endesa Costanera S.A.	54,60%	(15.235.982)	(36.065.405)	(13.280.123)	(12.759.740)	(27.568.761)	(13.139.277)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	60,79%	49.208.752	52.313.882	58.148.646	6.689.850	8.753.287	7.391.109
Central Dock Sud S.A.	60,01%	(26.372.765)	-	-	(20.472.366)	-	-
Chilectra S.A.	0,91%	6.292.208	6.083.234	4.839.484	951.782	1.073.199	726.512
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	430.280.244	428.724.770	425.494.535	(13.063.119)	(96.486.019)	14.584.540
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	44,43%	77.111.844	74.660.915	77.689.979	50.864.670	114.456.226	51.687.788
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (1)	38,51%	149.375.880	30.548.711	36.643.889	8.271.743	(6.094.852)	458.766
Empresa Eléctrica Pangue S.A. (1)	-	-	-	56.064.957	-	5.009.413	33.715.326
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	38,26%	-	54.708.400	27.095.085	20.766.987	23.654.944	17.852.702
Endesa Eco S.A. (1)	38,43%	-	32.817.205	(2.831.030)	6.255.569	4.332.107	1.307.815
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	25.446.652	24.153.240	21.789.839	3.543.412	4.613.400	1.591.664
Otras		15.780.119	9.452.866	10.481.760	3.437.919	3.402.649	(234.773)
TOTAL		2.338.910.608	3.064.408.474	2.995.312.585	454.886.596	515.662.447	496.480.869

- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A.. Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., y con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A. y Ampla Invetimentos S.A. fueron fusionada con Endesa Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Ventas de energía (1)	5.168.220.551	5.725.898.591	5.669.610.799
Otras ventas	56.401.832	20.021.897	20.952.383
Ventas equipos de medida	3.299.824	2.588.881	2.229.019
Ventas de gas	34.078.691	-	-
Ventas de materiales electrónicos	19.023.317	17.433.016	18.723.364
Otras prestaciones de servicios	472.154.857	436.203.210	416.579.629
Peajes y transmisión	313.101.013	319.135.832	249.719.988
Arriendo equipos de medida	4.700.987	4.653.801	6.540.680
Alumbrado público	30.810.947	32.613.523	27.583.293
Verificaciones y enganches	29.834.227	13.653.352	15.605.137
Servicios de ingeniería y consultoría	15.324.053	17.620.795	11.896.382
Otras prestaciones	78.383.630	48.525.907	105.234.149
Total Ingresos de actividades ordinarias	5.696.777.240	6.182.123.698	6.107.142.811

Otros ingresos	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos por contratos de construcción	159.283.676	151.969.334	179.051.253
Apoyos mutuos	29.071.409	32.822.150	25.188.962
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	10.099.168	11.952.534	8.693.287
Arrendamientos	1.057.795	1.202.395	765.055
Ventas de nuevos negocios	14.504.231	12.824.744	12.619.489
Otros Ingresos (2)	353.652.383	103.058.593	53.139.037
Total Otros ingresos	567.668.662	313.829.750	279.457.083

(1) Incluye M\$ 29.217.154 al 31 de diciembre de 2012, derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones (CMPC).

(2) La Resolución 250/13 junto con la Nota de la Secretaría de Energía de Argentina N° 6852/13 han reconocido los costos no trasladados a tarifa desde 2007 hasta septiembre de 2013 en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos, lo que ha permitido reconocer en nuestra filial Edesur S.A. en otros ingresos de explotación M\$ 250.533.319.

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Compras de energía	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)	(1.706.890.050)
Consumo de combustible	(386.116.195)	(763.791.553)	(711.534.021)
Gastos de transporte	(399.680.014)	(474.178.392)	(394.723.050)
Costos por contratos de construcción	(159.283.676)	(151.969.334)	(179.051.253)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(323.447.751)	(456.413.330)	(457.964.751)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)	(3.450.163.125)

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Sueldos y salarios	(330.394.741)	(294.939.681)	(270.836.040)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(7.603.393)	(5.781.514)	(6.322.112)
Seguridad social y otras cargas sociales	(121.856.590)	(105.827.908)	(92.118.945)
Otros gastos de personal	(5.827.374)	(2.630.733)	(2.476.680)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(465.682.098)	(409.179.836)	(371.753.777)

29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Depreciaciones	(339.240.870)	(332.246.197)	(314.300.969)
Amortizaciones	(96.232.389)	(102.237.537)	(102.563.962)
Subtotal	(435.473.259)	(434.483.734)	(416.864.931)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)
Total	(510.351.183)	(477.096.461)	(552.984.134)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos financieros (ver nota 8c)	(33.554.637)	(32.680.894)	(18.611.224)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 14)	(28.662.952)	-	(14.379.823)
Inmovilizado (ver nota 16)	(12.660.335)	(12.578.098)	(106.449.843)
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 17)	-	2.646.265	3.321.687
Total	(74.877.924)	(42.612.727)	(136.119.203)

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Otros suministros y servicios	(62.324.990)	(62.086.206)	(92.387.278)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(211.242.280)	(206.102.922)	(173.576.694)
Reparaciones y conservación	(107.688.505)	(90.628.683)	(87.146.612)
Indemnizaciones y multas	(20.798.430)	(26.119.464)	(14.733.175)
Tributos y tasas	(29.108.704)	(22.776.753)	(89.135.440)
Primas de seguros	(27.520.496)	(22.725.136)	(19.954.912)
Arrendamientos y cánones	(18.878.285)	(18.483.171)	(16.502.843)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(8.232.239)	(7.331.175)	(8.471.615)
Otros aprovisionamientos	(24.251.604)	(23.461.868)	(9.787.840)
Gastos de viajes	(6.101.368)	(7.854.709)	(6.291.401)
Gastos de medioambiente	(3.951.788)	(4.988.760)	(4.705.293)
Total Otros gastos por naturaleza	(520.098.689)	(492.558.847)	(522.693.103)

31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$
Venta de inversiones Grupo Cam y Synapsis	-	-	(10.733.882)
Venta de líneas de transmisión Charrua	2.532.438	-	-
Ventas de terrenos	9.800.912	9.191.493	3.766.963
Otros	6.836.655	5.994.919	2.235.733
Total Otras ganancias (pérdidas)	19.170.005	15.186.412	(4.731.186)

32. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	101.020.849	60.910.774	75.537.918
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	200.526	2.252.542	5.207.551
Otros ingresos financieros (1)	158.905.171	168.966.664	113.800.371
Total Ingresos Financieros	260.126.546	232.129.980	194.545.840

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$
Costos Financieros	(388.367.634)	(419.888.938)	(423.128.515)
Préstamos bancarios	(31.247.391)	(43.166.762)	(56.556.458)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(195.795.889)	(204.574.008)	(212.931.127)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.892.614)	(3.281.822)	(2.937.215)
Valoración derivados financieros	(18.626.994)	(19.030.050)	(23.215.129)
Provisiones financieras	(38.557.697)	(47.343.541)	(35.943.434)
Obligación por beneficios post empleo	(20.177.405)	(21.701.886)	(17.087.654)
Gastos financieros activados	30.325.539	26.477.369	35.945.738
Otros costos financieros	(112.395.183)	(107.268.238)	(110.403.236)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)
Diferencias de cambio (**)	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044
Total Costos Financieros	(428.155.504)	(448.772.207)	(428.211.398)
Total Resultado Financiero	(168.028.958)	(216.642.227)	(233.665.558)

(1) Se incluye actualización financiera por ajuste de Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) en Edesur S.A. por M\$ 27.873.158. (M\$ 0 al 31 de diciembre de 2012 y 2011); actualización financiera CINIIF 12 en Ampla y Coelce por M\$ 54.591.750 (M\$ 112.274.835 y M\$ 10.696.301 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente).

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajuste son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	19.201	5.798
Otros activos financieros	4.789.683	5.629.466	8.659.909
Otros activos no financieros	13.669	1.425	1.912
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	273.757	181.103	63.114
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.950.060	2.515.491	2.073.581
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.493.502)	(21.849.406)	(35.864.236)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8.563	272.244	159.833
Otras provisiones	(12.564)	(163.246)	(281.472)
Otros pasivos no financieros	55.579	636.854	(25.366)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(9.414.755)	(12.756.868)	(25.206.927)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.102.820	(2.517.811)	5.095.502
Otros activos financieros	36.522.047	6.021.281	6.146.671
Otros activos no financieros	2.636.563	113.953	9.102.795
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	17.727.884	(1.712.212)	17.173.315
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(18.772)	(4.910)	175.066
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(76.388.115)	(18.554.479)	(11.293.585)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(13.918.059)	1.353.385	(5.476.285)
Otros pasivos no financieros	(3.037.483)	(825.608)	(799.435)
Total Diferencias de Cambio	(30.373.115)	(16.126.401)	20.124.044

33. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2013 y 2012:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(575.430.884)	(436.116.770)	(451.979.823)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente.)	93.075.792	68.352.902	42.545.139
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	(2.035.554)	627.769	(882.687)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(1.145.794)	(822.301)	(301.441)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(485.536.440)	(367.958.400)	(410.618.812)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(12.777.250)	(28.410.427)	(39.920.998)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(1.238.888)	(10.307.093)	148.137
Gasto por Impuestos Diferidos que surgen de las Reducciones de Valor o Reversión de las Reducciones de Valor de Activos por Impuestos Diferidos durante la Evaluación de su Utilidad	-	-	(2.197.116)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(4.615.207)	-	(2.880.528)
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(18.631.345)	(38.717.520)	(44.850.505)
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(504.167.785)	(406.675.920)	(455.469.317)

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Resultado antes de Impuesto	1.617.568.531	1.299.688.888	1.327.421.440
Tasa Impositiva Legal y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(20,00%) (323.513.705)	(20,00%) (259.937.777)	(20,00%) (265.598.126)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(10,38%) (166.561.065)	(10,52%) (136.712.575)	(8,81%) (117.057.673)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	10,73% 177.335.237	6,02% 78.244.330	4,21% 55.878.270
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(7,52%) (124.380.992)	(8,94%) (116.144.791)	(8,07%) (107.217.459)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(0,07%) (1.238.888)	(0,79%) (10.307.093)	0,01% 148.137
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	(0,12%) (2.035.554)	0,05% 627.769	(0,07%) (882.687)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(3,86%) (63.772.818)	2,89% 37.554.217	(1,56%) (20.739.779)
Total ajustes a la Tasa Impositiva y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(11,23%) (180.654.080)	(11,29%) (146.738.143)	(14,30%) (189.871.191)
Total Tasa Impositiva Efectiva y (Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(31,23%) (504.167.785)	(31,29%) (406.675.920)	(34,30%) (455.469.317)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 18 a.

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

Posteriormente, con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630, que perfecciona la legislación tributaria chilena con el objetivo de financiar la reforma educacional. Entre otras modificaciones, esta ley establece un incremento en la tasa del Impuesto de Primera Categoría, pasando desde un 18,5% a un 20% a partir del año comercial 2012.

b) El 26 de diciembre de 2012 se ha aprobado en Colombia la Ley 1607/12 sobre la Reforma Tributaria, por la que establece una reducción en la tasa del impuesto a la renta, fijándola en 25% (salvo para las sociedades extranjeras cuya tasa sigue siendo 33%) y se crea un nuevo impuesto con tarifa de 8% (9% para los años 2013 a 2015) cuya base gravable es la misma que se utiliza para el cálculo del impuesto a la renta, pero sin la inclusión de beneficios fiscales o deducciones especiales.

34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

34.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se articula sobre la base del enfoque prioritario a sus negocios básicos, constituidos por la generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica. En este sentido se establecen dos líneas de negocio.

Además la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria del Grupo coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, de los segmentos, los repartos establecidos en la información por segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada segmento.

A continuación se presenta la información por segmentos señalada al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011.

34.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS												
ACTIVOS CORRIENTES	1.156.230.094	959.618.767	1.171.298.010	1.211.608.943	961.835.357	1.001.053.127	1.528.376.244	368.734.806	306.372.623	3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760
Efectivo y equivalentes al efectivo	374.022.497	310.058.657	521.224.071	255.290.795	226.918.092	298.222.775	977.074.277	278.855.312	368.237.363	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	50.768.162	58.019.211	914.209	94.069.869	47.888.142	25.011	636.191.406	88.593.445	-	781.029.437	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros, corriente	58.112.923	29.818.737	28.408.948	79.785.042	71.242.062	38.689.916	3.699.327	2.315.912	2.380.809	141.597.292	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	306.092.926	251.736.921	338.333.153	729.532.108	580.986.390	600.242.857	9.638.847	14.067.800	11.431.703	1.045.263.881	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	146.150.489	94.261.112	151.150.317	18.210.862	4.182.943	12.729.209	(130.341.777)	(50.873.773)	(101.967.040)	34.019.574	47.570.282	61.912.486
Inventarios	53.275.768	59.387.769	49.278.530	19.671.824	12.859.884	15.392.449	4.835.163	4.315.432	5.663.862	77.782.755	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	167.807.329	156.336.360	81.988.782	15.048.443	17.757.844	35.750.910	27.279.001	31.460.678	20.625.926	210.134.773	205.554.882	138.365.618
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.389.895.430	6.150.028.975	6.140.104.554	4.697.158.034	4.610.641.392	4.754.777.673	194.395.562	195.633.005	275.481.095	11.281.449.026	10.956.303.372	11.170.363.322
Otros activos financieros no corrientes	4.061.439	33.304.991	13.492.121	452.585.368	378.529.773	2.824.648	34.889.611	27.183.342	20.930.001	491.536.418	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes	24.308.809	26.350.199	28.443.338	59.599.963	61.314.310	80.741.831	183.053	123.850	27.843	84.091.825	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	167.646.689	150.483.725	175.400.312	54.579.139	51.731.291	267.056.978	819.845	685.326	671.202	223.045.673	202.900.342	443.128.492
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	(1.863.216)	-	99.044	117.946	-	(99.044)	1.745.270	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	770.150.147	764.206.038	741.895.521	585.268.211	544.289.536	534.976.070	(1.107.337.478)	(1.093.978.229)	(1.082.085.874)	248.080.880	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	51.842.981	49.048.386	35.181.256	1.091.372.309	1.138.047.176	1.417.280.397	30.345.071	14.906.949	14.219.326	1.173.560.361	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	100.096.198	101.747.086	106.385.017	97.464.272	102.245.125	121.299.383	1.174.759.858	1.187.681.741	1.240.622.708	1.372.320.328	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	5.155.570.775	4.886.974.757	4.915.411.644	2.285.222.824	2.167.955.233	2.136.756.691	(6.994.874)	(5.006.419)	(6.259.488)	7.433.798.725	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	44.877.049	46.922.970	38.055.889	44.877.049	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	116.218.392	137.913.793	125.758.561	71.065.948	166.429.904	193.723.729	22.853.427	17.212.519	47.554.218	210.137.767	321.556.216	367.036.508
TOTAL ACTIVOS	7.546.125.524	7.109.647.742	7.311.402.564	5.908.766.977	5.572.476.749	5.755.830.800	1.722.771.806	564.367.811	581.853.718	15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.504.630.338	1.204.997.966	1.118.850.205	1.391.925.362	1.336.687.289	1.386.550.681	84.703.999	(194.954.530)	(83.366.862)	2.981.259.699	2.346.730.725	2.422.034.024
Otros pasivos financieros corrientes	410.914.229	410.237.181	354.117.329	173.246.439	232.971.384	291.898.009	322.514.537	15.214.737	14.547.220	906.675.205	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	485.923.015	354.778.875	364.735.796	833.574.667	771.682.773	768.546.333	100.094.650	68.390.102	80.106.184	1.419.592.332	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	436.105.046	303.548.537	235.981.411	167.324.745	140.077.447	126.920.185	(399.017.521)	(293.366.477)	(202.542.912)	204.412.270	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	45.046.839	38.320.326	35.516.956	63.787.200	44.316.361	43.227.192	9.748.619	7.094.015	20.445.238	118.582.658	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	112.884.609	89.759.550	120.891.602	93.400.399	74.218.109	109.039.232	48.863.377	5.567.879	2.315.339	255.148.385	169.545.538	232.246.173
Otros pasivos no financieros corrientes	13.756.600	8.353.497	7.607.111	60.591.912	73.421.215	46.919.730	2.500.337	2.145.214	1.762.069	76.848.849	83.919.926	56.288.910
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.040.534.883	2.018.046.883	2.207.411.419	1.401.109.244	1.418.333.328	1.554.803.677	247.295.620	505.174.320	573.796.771	3.688.939.747	3.941.554.531	4.336.011.867
Otros pasivos financieros no corrientes	1.600.171.935	1.545.210.455	1.755.575.529	930.826.729	824.212.315	952.894.143	259.250.447	558.697.099	562.885.621	2.790.249.111	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	126.143	175.898	243.234	22.937.735	14.081.540	14.060.817	-	-	556	23.063.878	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	4.206.159	7.114.225	81.953	-	-	-	(4.206.159)	(7.114.225)	(81.953)	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	33.574.202	26.347.451	20.833.139	154.230.523	143.882.430	181.079.091	6.162.628	6.345.154	103.609	193.967.353	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	329.663.782	350.892.546	324.190.255	95.496.877	187.420.880	153.728.501	(29.673.769)	(37.185.729)	4.341.506	395.486.890	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	40.793.344	39.594.199	35.976.928	189.410.354	209.739.455	227.181.705	8.311.293	6.827.714	6.194.442	238.514.991	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes	31.999.318	48.712.109	70.510.381	8.207.026	38.996.708	25.859.420	7.451.180	(22.395.693)	352.990	47.657.524	65.313.124	96.722.791
PATRIMONIO NETO	4.000.960.303	3.886.602.893	3.985.140.940	3.115.732.371	2.817.456.132	2.814.476.442	1.390.772.187	254.148.021	91.423.809	8.507.464.861	6.958.207.046	6.891.041.191
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	4.000.960.303	3.886.602.893	3.985.140.940	3.115.732.371	2.817.456.132	2.814.476.442	1.390.772.187	254.148.021	91.423.809	6.168.554.253	3.893.798.572	3.895.728.606
Capital emitido	1.459.295.724	1.488.171.918	1.752.890.037	865.828.224	829.508.479	1.010.886.630	3.344.156.777	507.202.438	61.106.168	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.063.018.576	1.890.441.860	1.838.419.172	1.495.097.851	1.283.404.466	957.047.345	(744.482.130)	(752.567.485)	(562.497.637)	2.813.634.297	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	206.510.282	206.008.557	-	4.193.997	4.180.489	-	(51.944.631)	(51.429.398)	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	272.135.721	301.980.558	393.831.731	750.612.299	700.362.698	846.542.467	(1.156.957.829)	550.942.466	434.055.630	(2.473.120.417)	(1.511.122.752)	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.338.910.608	3.064.408.474	2.995.312.585
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.546.125.524	7.109.647.742	7.311.402.564	5.908.766.977	5.572.476.749	5.755.830.800	1.722.771.806	564.367.811	581.853.718	15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082

34.3 Países.

País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	
ACTIVOS																						
ACTIVOS CORRIENTES	2.084.089.603	778.287.483	1.075.927.343	324.887.994	140.651.609	198.804.567	814.810.111	742.319.957	680.633.175	592.888.884	517.570.258	433.026.278	230.431.271	154.280.243	138.640.932	(150.892.582)	(42.920.620)	(48.314.535)	3.896.215.281	2.290.188.930	2.478.723.760	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	906.467.031	216.478.829	556.613.689	24.982.401	20.619.433	43.522.761	249.642.879	195.713.589	277.962.207	344.261.959	319.911.445	267.530.810	81.033.299	63.108.765	42.054.742	-	-	-	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209	
Otros activos financieros corrientes	540.622.559	3.865	47.504	-	248.729	143.638	163.360.721	143.275.069	-	72.983.696	50.921.259	699.517	4.062.461	51.876	48.561	-	-	-	781.029.437	194.500.798	939.220	
Otros Activos No Financieros, Corriente	4.826.805	8.550.848	5.546.879	5.359.794	1.207.678	2.444.742	86.826.237	72.727.847	43.310.736	11.417.533	13.981.224	13.082.463	33.166.923	6.909.114	5.094.853	-	-	-	141.597.292	103.376.711	69.479.673	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	303.306.537	302.579.178	320.983.476	243.919.961	70.793.684	108.345.327	278.406.979	291.578.428	318.551.280	141.440.771	114.086.956	127.547.722	77.145.961	66.634.074	73.975.674	1.043.672	1.118.791	704.234	1.045.263.881	846.791.111	950.007.713	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	135.381.949	45.714.756	70.724.601	28.866.234	33.308.107	34.084.870	15.395.164	11.804.423	-	1.393.681	747.741	5.913.088	4.918.900	34.686	208.696	(151.936.254)	(44.039.411)	(49.018.769)	34.019.574	47.570.282	61.912.486	
Inventarios	22.015.023	35.822.896	30.429.643	8.201.936	6.392.567	4.921.951	2.519.460	659.321	1.266.810	19.869.367	16.405.994	16.713.554	25.176.969	17.282.307	17.002.883	-	-	-	77.782.755	76.563.085	70.334.841	
Activos por impuestos corrientes	171.469.799	169.137.111	91.681.551	13.557.668	8.081.411	5.341.278	18.658.671	26.561.280	39.548.142	1.521.877	1.515.639	1.538.124	4.926.758	259.441	255.523	-	-	-	210.134.773	205.554.682	138.365.618	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	8.908.947.599	7.514.815.614	7.671.508.763	659.059.378	586.838.081	593.346.110	2.217.714.263	3.338.211.800	3.805.276.863	2.677.766.989	2.513.041.547	2.330.553.634	1.389.516.232	1.243.142.278	1.246.563.957	(4.571.555.435)	(4.239.745.948)	(4.476.886.005)	11.281.449.026	10.956.303.372	11.170.363.322	
Otros activos financieros no corrientes	37.649.971	58.621.279	32.835.965	95.878	194.354	161.140	452.516.565	375.250.800	27.818	1.267.312	1.243.628	1.212.609	6.692	3.708.045	3.009.238	-	-	-	491.536.418	439.018.106	37.246.770	
Otros activos no financieros no corrientes	366.777	380.918	311.432	976.223	1.833.586	1.984.737	83.157.858	83.997.877	106.916.843	-	1.710.515	-	-	-	-	(409.033)	(134.537)	-	84.091.825	87.788.359	109.213.012	
Derechos por cobrar no corrientes	6.875.034	7.548.389	4.531.190	157.987.010	146.227.334	151.690.773	42.678.160	35.909.875	273.379.275	15.505.469	13.314.744	13.527.254	-	-	-	-	-	-	223.045.673	202.900.342	443.128.492	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	5.712.830	6.179.892	-	-	-	36.001.623	32.432.608	44.861.006	-	-	-	-	-	-	(36.001.623)	(38.145.438)	(51.040.898)	-	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	5.823.859.485	4.441.947.077	4.624.595.985	48.287.286	58.167.386	4.727.255	-	1.042.410.728	1.217.587.204	33.085.546	33.528.901	31.965.165	85.119.667	51.858.847	49.887.790	(5.742.271.104)	(5.413.393.594)	(5.733.377.672)	248.080.880	214.517.345	194.785.717	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	37.570.805	37.962.229	40.287.096	2.736.208	3.460.809	3.649.971	1.060.733.391	1.104.062.844	1.375.676.408	43.583.416	43.868.608	43.764.781	28.936.541	12.648.021	3.302.723	-	-	-	1.173.560.361	1.202.002.511	1.468.680.979	
Plusvalía	2.298.609	2.298.608	2.298.608	1.574.810	1.902.217	2.357.592	95.223.794	100.004.647	119.058.905	5.213.756	5.194.342	5.126.657	8.287.322	8.703.399	10.361.690	1.259.722.037	1.273.570.739	1.329.103.656	1.372.320.328	1.391.673.952	1.468.307.108	
Propiedades, planta y equipo	2.899.506.899	2.831.413.884	2.845.420.964	431.863.368	369.087.363	424.077.441	374.933.897	388.190.909	479.342.553	2.483.155.951	2.317.512.355	2.141.054.741	1.267.166.010	1.164.386.651	1.178.479.794	(22.827.400)	(20.667.591)	(22.466.646)	7.433.798.725	7.049.923.971	7.045.908.847	
Propiedad de inversión	44.877.049	46.922.970	38.055.889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.877.049	46.922.970	38.055.889	
Activos por impuestos diferidos	55.942.970	82.007.430	76.991.742	15.538.595	5.965.032	4.897.201	72.468.975	176.051.512	188.426.851	95.955.539	96.668.454	94.502.427	-	1.839.315	1.522.732	(29.768.312)	(40.975.527)	895.555	210.137.767	321.556.216	367.036.508	
TOTAL ACTIVOS	10.993.037.202	8.293.103.097	8.747.436.106	983.947.372	727.489.690	792.150.677	3.032.524.374	4.080.531.757	4.485.916.038	3.270.655.873	3.030.611.805	2.763.579.912	1.619.947.503	1.397.422.521	1.385.204.889	(4.722.448.017)	(4.282.666.568)	(4.525.200.540)	15.177.664.307	13.246.492.302	13.649.087.082	

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución																							
	País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales				
		31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011		
ACTIVOS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS		
ACTIVOS CORRIENTES	192.097.248	161.687.281	193.667.154	217.226.660	75.393.801	84.947.442	413.137.593	396.065.371	424.487.557	286.639.350	248.759.159	233.091.543	106.049.491	83.158.205	73.305.844	(3.541.399)	(3.228.460)	(8.446.413)	1.211.608.943	961.835.357	1.001.052.127	1.211.608.943	961.835.357	1.001.052.127
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	22.774.490	6.800.784	26.582.727	8.696.329	13.979.227	21.100.767	66.536.627	46.175.000	109.978.438	116.480.956	132.138.584	131.270.670	41.802.393	27.824.497	9.290.173	-	-	-	255.290.795	226.918.092	298.222.775	255.290.795	226.918.092	298.222.775
Otros activos financieros corrientes	309.009	3	-	-	248.730	-	16.895.101	21.786.059	-	72.924.655	25.853.350	25.011	3.941.104	-	-	-	-	-	94.069.869	47.888.142	25.011	94.069.869	47.888.142	25.011
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.793.463	2.458.842	2.312.576	1.181.675	982.584	1.246.994	71.234.617	58.667.785	27.375.759	3.591.691	6.465.483	5.118.035	2.013.596	2.667.568	2.636.552	-	-	-	79.783.042	71.242.062	38.659.916	79.783.042	71.242.062	38.659.916
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	149.400.234	146.524.961	152.223.272	195.835.234	50.892.193	54.255.165	248.214.780	256.665.873	254.576.869	86.878.811	78.708.428	82.197.032	49.200.081	48.194.935	56.990.519	2.968	-	-	729.532.108	580.986.390	600.242.857	729.532.108	580.986.390	600.242.857
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	15.082.952	4.002.377	10.623.831	767.342	910.306	776.127	22.750	-	-	2.735.244	2.444.649	9.761.211	3.156.941	54.071	14.453	(3.544.367)	(3.228.460)	(8.446.413)	18.210.862	4.182.943	12.729.209	18.210.862	4.182.943	12.729.209
Inventarios	2.516.897	1.452.916	1.924.748	5.186.645	3.234.106	3.138.669	2.495.125	634.171	1.252.066	4.027.993	3.148.665	4.719.584	5.445.164	4.390.026	4.357.382	-	-	-	19.671.824	12.859.884	15.392.449	19.671.824	12.859.884	15.392.449
Activos por impuestos corrientes	220.203	447.598	-	5.569.435	5.146.655	4.429.720	8.788.593	12.136.483	31.304.425	-	-	-	490.212	27.108	16.765	-	-	-	15.048.443	17.757.844	35.750.910	15.048.443	17.757.844	35.750.910
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.210.687.967	1.141.771.230	1.116.514.950	284.575.650	249.249.898	272.099.510	1.748.919.068	1.813.358.782	1.994.823.050	965.222.710	949.733.045	937.334.342	487.752.639	456.528.437	434.005.821	-	-	-	4.697.158.034	4.610.641.392	4.754.777.673	4.697.158.034	4.610.641.392	4.754.777.673
Otros activos financieros no corrientes	22.728	25.109	25.176	61.181	86.201	-	452.494.316	375.227.434	-	7.143	7.117	7.024	3.183.912	2.792.448	-	-	-	-	452.585.368	378.529.773	2.824.648	452.585.368	378.529.773	2.824.648
Otros activos no financieros no corrientes	319.503	333.644	229.343	480.779	580.733	885.726	58.799.681	59.325.193	79.626.762	-	1.074.740	-	-	-	-	-	-	-	59.599.963	61.314.310	80.741.831	59.599.963	61.314.310	80.741.831
Derechos por cobrar no corrientes	6.055.189	6.863.063	3.699.470	1.668.894	1.666.444	1.378.682	34.859.235	32.901.738	251.693.307	11.995.821	10.300.046	10.285.519	-	-	-	-	-	-	54.579.139	51.731.291	267.056.978	54.579.139	51.731.291	267.056.978
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	99.044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	552.161.023	510.734.951	503.579.522	21.641	25.684	31.383	-	-	-	33.085.547	33.528.901	31.365.165	-	-	-	-	-	-	585.268.211	544.289.536	534.976.070	585.268.211	544.289.536	534.976.070
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.175.169	13.233.744	15.263.011	2.644.331	3.334.273	3.473.743	1.052.932.113	1.098.619.633	1.374.215.991	18.832.051	19.929.984	21.482.790	3.788.645	2.929.542	2.844.862	-	-	-	1.091.372.309	1.138.047.176	1.417.289.383	1.091.372.309	1.138.047.176	1.417.289.383
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	2.240.478	-	-	-	95.223.794	100.004.647	119.058.905	-	-	-	-	-	-	-	-	-	97.464.272	102.245.125	121.299.383	97.464.272	102.245.125	121.299.383
Propiedades, planta y equipo	636.528.765	608.238.795	583.180.744	279.698.824	243.556.563	266.329.976	20.065.773	18.163.438	20.746.848	864.965.468	847.581.454	838.130.612	483.963.994	450.414.983	428.368.511	-	-	-	2.285.222.824	2.167.955.233	2.136.756.691	2.285.222.824	2.167.955.233	2.136.756.691
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	185.112	101.446	8.297.206	-	-	-	34.544.156	129.017.655	149.363.291	36.336.680	37.310.803	36.063.232	-	-	-	-	-	-	71.065.948	166.429.904	193.723.729	71.065.948	166.429.904	193.723.729
TOTAL ACTIVOS	1.402.785.215	1.303.458.511	1.310.182.104	501.802.310	324.643.699	357.046.952	2.162.056.661	2.209.424.153	2.419.310.607	1.251.862.060	1.198.492.204	1.170.425.885	593.802.130	539.686.642	507.311.665	(3.541.399)	(3.228.460)	(8.446.413)	5.908.766.977	5.572.476.749	5.755.830.800	5.908.766.977	5.572.476.749	5.755.830.800

35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.

35.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías					
				Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2013	dic-12	2014	Activos	2015	Activos	2016	Activos
	Nombre	Relación													
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	24.374.559	M\$	73.830.430	67.546.660	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	10.725.737	M\$	3.147.660	4.799.600	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CMMESA	M\$	521.832	M\$	521.832	2.902.660	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Chile	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cte.	M\$	1.049.220	M\$	796.448	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	5.686.862	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Asociada	Prenda	Acciones	M\$	4.789.060	M\$	102.302.517	97.034.059	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	34.864.825	M\$	56.138.756	60.774.330	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	7.480.183	M\$	178.884.259	122.400.013	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	10.753.536	M\$	101.052.930	77.984.021	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	141.413.819	M\$	25.461.857	29.477.645	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2013 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 20.390.857.446 (M\$ 24.179.632.682 al 31 de diciembre de 2012 y M\$ 29.249.750.127 al 01 de enero de 2012).

35.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías					
			Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2013	dic-12	2014	Activos	2015	Activos	2016	
	Nombre	Relación												
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	4.692.397	M\$	4.692.397	15.245.788	-	-	-	-	-	-

35.3 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los litigios más relevantes de Enersis y sus filiales son los siguientes:

1.- En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. M\$ 685.600.197); por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600, en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo.

2.- En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de

Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.052 millones (aprox. M\$ 235.588.543).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso recursos, entre ellos un recurso extraordinario, el cual está pendiente de resolverse. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la demandante presentó el Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Se está a la espera que se resuelvan los recursos presentados por las partes. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$54 millones (aprox. M\$ 12.092.760).

4.- En 1996, cuarenta y cinco trabajadores de la empresa brasileña de distribución Ampla presentaron un recurso, por medio del cual solicitaron la reincorporación a sus puestos de trabajo. Ampla obtuvo sentencia favorable en el año 2003. El Tribunal Superior de Trabalho (TST) reconoció que la jubilación anticipada extinguía el contrato de trabajo. Posteriormente, sobre la base de algunos pronunciamientos jurisprudenciales que reconocían que la adhesión a los programas de jubilación anticipada voluntaria no extinguía el contrato de trabajo, los trabajadores presentaron una "demanda rescisoria" ante el TST. Los demandantes, desvinculados de Ampla, pretenden su reintegro a la misma y que se les aplique la garantía de

estabilidad con base en una resolución normativa de la antigua Secretaría de Energía del Estado de Río de Janeiro. La defensa de Ampla se sustenta en la inconstitucionalidad de esta última resolución y la consiguiente inexistencia del derecho de estabilidad, independientemente de si la prejubilación voluntaria extingue o no el contrato de trabajo. En cuanto al proceso, Ampla alegó la caducidad del derecho de los demandantes para presentar esta demanda rescisoria, lo que fue admitido, siendo anulada la resolución que había determinado el reintegro de los demandantes en Ampla. En contra de lo anterior, los demandantes interpusieron un recurso extraordinario ante el Supremo Tribunal Federal, el cual no fue admitido. Este rechazo fue recurrido por los demandantes en agosto de 2013 y se encuentra actualmente pendiente el conocimiento de estos recursos. La cuantía de este juicio es de R\$ 125 millones (aprox. M\$ 27.992.500).

5.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a la filial brasilera de distribución Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra en primera instancia y se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. Estos procesos se encuentran en primera instancia. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. Con fecha 5 de septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración, los que se encuentran pendientes de conocimiento por el tribunal. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$150 millones (aprox. M\$ 33.591.000)

6.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla de que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haber previsión en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla seguirá recurriendo ante los tribunales de justicia, por lo que tendrá que garantizar previamente la deuda tributaria (con dependencia de la fórmula adoptada, la garantía se incrementa hasta en un 30%, totalizando 45,5 M€). La cuantía asciende a R\$114 millones (aprox. M\$ 25.529.160).

7.- Tras ganar en definitivo en 2010 el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar mediante una “acción rescisoria” una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla que la amparaba para no pagar COFINS (hasta 2001 en que se modificó la constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996 que había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que por tanto tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión ante el tribunal de Rio de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 157 millones (aprox. M\$ 35.158.580).

8.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (seguro garantía, en el que la garantía se incrementa un 30%, totalizando 338 mm €). El juez rechazó el pedido de decisión provisional de Ampla para aceptación de seguro de garantía. Ampla presentará recurso al Tribunal de Río de Janeiro para intentar cambiar la decisión. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implicará la apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de Ampla (ya que el Consejo ratificó la existencia de simulación). La cuantía asciende a R\$847millones (aprox. M\$ 189.680.129).

9.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, lo cual ahora queda pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasilia que juzga temas constitucionales). Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005 un acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que, de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado.

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Río de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. La cuantía asciende a R\$232 millones (aprox. M\$51.954.080).

10.- En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales habían sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara

identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acaraú Ltda (Coperva). La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total del juicio corresponde a aprox. R\$153.345.914 (aprox. M\$ 34.340.283). En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia. A pesar de esta impugnación, atendiendo a una petición presentada por Coperva, en febrero de 2013 el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada, habiéndose presentado por Coelce sus alegaciones finales, encontrándose actualmente el proceso a la espera de que se dicte sentencia.

11.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 26.350.342) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicitan sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. En mayo de 2013 CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue trasladado a Tractebel a los efectos de que se manifieste sobre el asunto.

12.- En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$116.629.913), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. El proceso se encuentra en primera instancia, a la espera de la dictación del fallo. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- A fines del año 2002 Endesa Fortaleza interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem “Otros Grupos Electrógenos” para así poder acceder a la tasa del 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor en la acción principal que le permitió importar los bienes en la aduana con la tasa del 0%, pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza ha obtenido resoluciones favorables en vía administrativa y del Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) (en la acción principal). En 2002 Endesa Fortaleza presentó acción judicial (incidental) que trata del incremento del tipo del impuesto de importación aplicable al grupo eléctrico (de 0% para 14%). En esta acción CGTF también obtuvo éxito en la primera y segunda instancias. La Hacienda Pública ha vuelto a recurrir. Se aguarda la decisión de dicho recurso. El depósito judicial deberá mantenerse como garantía del proceso hasta su decisión final. La cuantía asciende a R\$81 millones (M\$ 18.139.140).

14.- En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). La compañía presentó recurso ante El consejo de Contribuyentes y actualmente aguarda su decisión. La cuantía asciende a R\$68 millones aprox. (M\$ 15.227.920).

15.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento de

Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 816.797.538. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación.

16.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de esta sociedad. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito. Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al actor el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la UAESP (Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el (DTF) más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. A la fecha se han realizado gestiones por las partes para alcanzar un acuerdo, estando pendiente la aprobación por parte de las autoridades de la Alcaldía Mayor de Bogotá, por lo cual el 28 de Junio de 2013 CODENSA presentó al Juez un recuento de la labor desarrollada para el cumplimiento de la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de

95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 25.904.131), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de ese mismo mes, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, consecuencia de lo cual se han celebrado diversas reuniones y se espera que la Contraloría emita un nuevo informe.

17.- Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. Actualmente el número de demandantes alcanza aprox. a las 1.900 personas. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. En cuanto al estado procesal, se llevó a cabo audiencia de conciliación, que resultó fracasada. Posteriormente se dictó resolución decretando las pruebas pedidas por las partes, en contra del cual se interpusieron recursos de reposición, los que se encuentran actualmente pendientes. Cabe igualmente señalar que con fecha 24 de agosto de 2013 se suscribió un documento entre el Estado Colombiano, EMGESA y la población, para la creación de una Estructura de Gobernanza, la cual es una instancia de diálogo y coordinación que tiene como finalidad tramitar de manera eficiente los conflictos sociales y ambientales generados en desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y prevenir aquellos que se puedan producir. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 25.320.724).

18.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. La SUNAT no tuvo en cuenta la deducción de la depreciación correspondiente a una parte del mayor valor asignado a los activos en la revaluación voluntaria en el año 1996, como un gasto en el cálculo del Impuesto a la Renta de la empresa. El importe de la tasación rechazada por la SUNAT está relacionado con los intereses financieros pagados por la empresa durante la fase de construcción de las plantas de energía. La posición de la administración tributaria es que Edegel no ha demostrado de manera concluyente: (i) que era necesario obtener el financiamiento para la construcción de las plantas de energía que posteriormente fueron revaluadas o (ii) que se haya incurrido efectivamente en ese financiamiento. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal prueba con el propósito de cuestionar la revaluación efectuada por la empresa, y que corresponde a la oportunidad en que dicha revaluación se lleva a cabo, y no el valor histórico de los bienes. En este caso, el método de valoración considera que las centrales de energía de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estuvo de acuerdo con la valoración, debió de haber opuesto su propia tasación, lo que no ocurrió. En febrero de

2012, el Tribunal Fiscal (TF) dictaminó en el caso del Impuesto a la Renta del ejercicio 1999, a favor de la compañía con respecto a dos de sus plantas de energía y en contra de la compañía con respecto a cuatro de ellas, en base al argumento de que sólo en el caso de las dos primeras, se comprobó que existía financiamiento. Así el TF ordenó a la SUNAT volver a calcular la deuda de acuerdo con el criterio establecido. En junio de 2012, Edegel pagó la deuda calculada por la SUNAT (11 mm €); el monto será recuperado si se obtiene un resultado positivo en los siguientes litigios iniciados por Edegel: (i) Demanda Contencioso Administrativa al Poder Judicial en contra de la sentencia del TF, presentada en mayo de 2012 (correspondería la devolución total) ii) Apelación parcial contra el cálculo realizado por la SUNAT en orden a cumplir la sentencia del TF, en base al hecho de que el recálculo efectuado por la SUNAT es incorrecto, presentada en julio de 2012 (correspondería la devolución parcial). Acerca de la Demanda Contencioso Administrativa: En agosto de 2013, el Poder Judicial notificó a Edegel la corrección de errores de procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En esta Resolución, el Poder Judicial negó algunas de las peticiones de Edegel sobre la base de su improcedencia legal. Edegel presentó apelación para anular esta Resolución, por ser improcedente (falta de motivación adecuada) y haber sido emitida fuera de tiempo. En conclusión el estado procesal es el siguiente: Para el ejercicio 1999, el recurso de nulidad interpuesto por Edegel está pendiente de resolver por el Poder Judicial. Respecto de la Apelación parcial interpuesta por Edegel, está pendiente de resolver por el TF. Para los ejercicios 2000-2001, la empresa presentará nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la “parte que se perdería” de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede declarar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. La cuantía de estas reclamaciones asciende a S./ 116.388.902 (aprox. M\$ 21.845.718).

19.- En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundada en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, se encuentra terminado el periodo ordinario de prueba y citadas las partes a oír sentencia. Respecto de la resolución que cita a las partes a oír sentencia, esta se encuentra actualmente impugnada por el Consejo de Defensa del Estado, que busca se deje sin efecto y en su lugar se resuelva el incidente de acumulación de autos, a la fecha pendiente.

20.- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de 2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de 1ra. instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria, referida a excepciones y defensas que no fueron resueltas en el fallo primitivo. A la fecha, el proceso se encuentra nuevamente en la Corte de Apelaciones de Concepción para proceder a la vista y resolver los recursos interpuestos.

La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de M\$ 14.610.043. Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

21.- En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente, en forma separada, demandaron a Endesa Chile y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa D.G.A. 134 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a Endesa Chile para la central hidroeléctrica Neltume. Asimismo, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente interpusieron cada una acciones en contra de la resolución administrativa D.G.A. 732 que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. Endesa Chile ha rechazado estas pretensiones, sostenido que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-23010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso en el cual se encuentra terminado el periodo de discusión y el periodo ordinario de prueba. A la fecha, falta por resolver el entorpecimiento testimonial alegado por Endesa Chile, a efectos de que se le conceda un término extraordinario de prueba que permita rendir la prueba de los testigos que faltan.

Por otra parte, en la causa Rol N°16025-2012 en el cual se impugna la resolución DGA 134, se declaró abandonado el procedimiento. En la otra acción interpuesta Rol N°17916-2010, igualmente se solicitó el abandono del procedimiento, sin embargo, esta solicitud fue denegada, En contra de dicha resolución, se interpuso recurso de apelación, recurso que fue acogido con fecha 10/05/2013, declarando abandonado el procedimiento. Resolución que ha quedado firme y ejecutoriada. Cuantía indeterminada.

22.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el período de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. A la fecha, se encuentra vencido el término probatorio ordinario. Pendiente tramitación de peritaje.

23.- El procedimiento arbitral que se ventila ante la Cámara Internacional de Comercio (ICC), en adelante la Cámara, se enmarca en el Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina de suministro, llave en mano, de una planta de generación térmica a carbón, ubicada en Coronel, Octava Región de Chile, suscrito en julio de 2007 entre Endesa Chile y el Consorcio formado por: Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada, Tecnimont SpA, Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda., Slovenske Energeticke Strojarne a.s. (SES) e Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada.

Derivado de los graves incumplimientos del Consorcio, al no terminar las obras conforme a los términos y condiciones pactadas y dentro del plazo estipulado en el Contrato y sus documentos complementarios, con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió, con estricto cumplimiento a las condiciones que autoriza el Contrato para tal efecto, a cobrar las boletas de garantía y, en particular, las emitidas por Banco Santander Chile por USD 93.992.554, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 49.309.433. y Credit Agricole por USD 18.940.294,84., equivalentes en moneda nacional a aprox M\$ 9.936.268.. Hasta esta fecha Endesa Chile solo ha podido cobrar las boletas emitidas por el Banco Santander Chile.

Seguidamente al cobro de las aludidas boletas, Endesa Chile interpuso ante la Cámara (Rol 19015/CA) una solicitud de arbitraje para obtener el cumplimiento forzado al Contrato más

indemnización de perjuicios y, en subsidio, la terminación del mismo también con indemnización de perjuicios. En ambos casos, Endesa Chile se reservó el derecho a litigar sobre el monto y cuantía de los perjuicios en una etapa posterior. Endesa Chile fundó su demanda en los graves incumplimientos incurridos por el Consorcio, entre los que se encuentran: el incumplimiento grave de la fecha contractual del término de las obras, la falta de pago a subcontratistas y proveedores, lo que ha obligado a Endesa Chile a tener que asumir parte de sus compromisos, todo ello con el fin de evitar una situación de paralización total de la obra; incumplimiento grave del cronograma de las etapas intermedias de control pactadas; incumplimiento del plazo de entrega de las obras "Open Book"; así como falta de cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente pactadas y de las normas administrativas prescritas para la gestión del Contrato, entre otros graves incumplimientos de igual entidad.

Por su parte, SES inició acciones ante la Cámara (Rol 1924/CA) solicitando se declarara ilegal el cobro de las boletas de garantía efectuado por Endesa Chile.

Con fecha 4 de enero de 2013 Endesa Chile notificó al Consorcio el término anticipado del Contrato por incumplimiento grave de sus obligaciones, todo ello conforme a las normas prescritas en el Contrato.

En cuanto al estado procesal, en el mes de enero 2013, los integrantes del Consorcio SES-TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile y junto con ello, han demandado reconvenzionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDMM1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 678.845.340, en el caso de Tecnimont, y USDMM15, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 7.869.150 en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconvenzionales interpuestas en su contra, solicitando el rechazo de las mismas por ser inadmisibles e improcedentes.

En cuanto al procedimiento iniciado por SES (Rol 1924/CA), se consolidó con el procedimiento arbitral precedentemente descrito

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral. Las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultaneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. M\$ 195.821. Seguidamente a la presentación de los memoriales de demanda, las partes podrán presentar sus memoriales de contestación. Atendida la prórroga solicitada por Tecnimont a la fecha se encuentra pendiente el plazo para objetar documentos.

24.- Con fecha 22 de agosto de 2013, las empresas Endesa Chile, Pehuenche y San Isidro interpusieron ante la Corte de Apelaciones de Santiago reclamo de ilegalidad eléctrico en contra de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por la dictación del oficio ORD N° 7230, de fecha 7 de agosto de 2013, que invocando sus facultades interpretativas y de fiscalización dictaminó que los excesos de consumo por sobre el suministro contratado en que incurran las empresas distribuidoras, respecto de las generadoras que se obligaron mediante licitación a efectuar el suministro, deben ser cubiertos con los excedentes licitados de las demás empresas generadoras para con sus distribuidoras, para cuyo efecto las distribuidoras excedentarias, pueden ceder sus excedentes a las distribuidoras deficitarias, con prescindencia de la voluntad del generador respectivo, lo que es contrario a Derecho y excede las facultades y atribuciones de la SEC, dando origen con ello a una resolución ilegal.

En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó se declare una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. A la fecha, se encuentra producida su vista y en acuerdo para fallo.

25.- En agosto de 2013 la Superintendencia de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, debido a una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina". Estas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, no tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile. presentó un programa de cumplimiento, el cual fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados. Endesa Chile ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Se está a la espera de la decisión de la Superintendencia de Medio Ambiente. Por otro lado, en diciembre de 2013, sindicatos de pescadores y de recolectoras de algas y actividades conexas de Coronel, entre otros, interpusieron dos recursos de protección en contra de Endesa Chile. ante la Corte de Apelaciones de Concepción. El primero de ellos se fundamenta en que Endesa Chile. estaría operando la Unidad II de la Central Térmica Bocamina sin contar, a juicio de los recurrentes, con la calificación ambiental para su operación, y el segundo, en que no se contaría con la Planta desulfurizadora operativa para el funcionamiento de la Unidad I de la Central Bocamina, según lo exigiría la Resolución de Calificación Ambiental. Los recurrentes acompañan copia del proceso sancionatorio seguido ante la Superintendencia del Medio Ambiente. En el primero de estos recursos se obtuvo por los demandantes una medida cautelar (orden de no innovar), la cual ordena detener el funcionamiento de la Unidad Generadora II de la Central Bocamina. Endesa Chile, por su parte, solicitó el alzamiento de esta orden de no innovar, petición que fue rechazada

por la Corte. Asimismo, presentó su contestación en ambos recursos, aportando los antecedentes para su rechazo. A la fecha ambos recursos se encuentran acumulados en su tramitación, pendientes de ser conocidos por la Corte de Apelaciones de Concepción y, por ende, la Unidad II sigue parada.

26.- En los meses de enero y febrero de 2013, la Municipalidad de Huasco, y otros, interpusieron 4 recursos de protección, en contra del Acuerdo N° 17/2012, del Honorable Comité de Ministros a que se refiere el artículo 20 de la Ley 19.300, de Bases de Medio Ambiente, el cual conociendo de un reclamo de Endesa Chile, en contra de la Resolución del Servicio de Evaluación Ambiental que rechaza la autorización ambiental del Proyecto Térmico Punta Alcalde, acoge la reclamación ordenando la calificación ambiental favorable del proyecto. Dicho acuerdo fue publicado el 17 de enero de 2013, y a juicio de los reclamantes vulnera la garantía constitucional de vivir en un medio ambiente libre de contaminación.

Los cuatro recursos de protección corresponden a los roles 59-2013, 7947-2013, 8413-2013 y 8795-2013, respecto de los cuales se ordenó su vista conjunta una en pos de la otra. Producida su vista, con fecha 1 de agosto de 2013 se dictó resolución que acoge los recursos de protección y ordena al Comité de Ministros realizar una nueva audiencia, a efectos de fundamentar conforme a derecho el por qué se autoriza el funcionamiento de la Central Pta. Alcalde. En contra de dicha resolución, tanto el Fisco de Chile como Endesa Chile presentaron recurso de apelación, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse ante la Corte Suprema.

La cuantía de estos procedimientos cautelares, es indeterminada.

La Administración de Enersis S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

35.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis S.A. y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en 2008 y que expira en junio de 2014, el cual presenta un monto desembolsado de US\$ 200 millones a esta fecha, no hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de este préstamo debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado en el contrato. Adicionalmente, Endesa Chile en febrero de 2013 y Enersis en abril de 2013, suscribieron líneas de crédito bajo ley chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor. En estas líneas de crédito el monto en mora en una deuda también debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Desde su suscripción, estas líneas de crédito no han sido desembolsados, y su vencimiento es febrero de 2016 y abril de 2016, respectivamente.

En los bonos de Enersis S.A. y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlos los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis S.A. ni de Endesa Chile. El Yankee Bond de Enersis S.A. de mayor plazo vence en diciembre de 2026, y el de Endesa Chile en febrero de 2097.

Los bonos de Enersis S.A. y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.). La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo Enersis S.A. limita el nivel de endeudamiento y evalúa la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda.

El bono local Serie B2 de Enersis S.A. incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 602.161 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2013, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 8.507.465 millones.
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2013, la Razón de Endeudamiento fue de 0,78.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2013, la relación mencionada fue de 2,02.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, incluye otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Enersis S.A. era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales que vencen en abril de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la

suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 760.468 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2013, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.651.968 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2013, la relación mencionada fue de 7,35.
- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de diciembre de 2013, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 444,0 millones, indicando que Enersis S.A. es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,35.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York que vence en junio de 2014.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento, Razón de Apalancamiento, Razón Deuda a Patrimonio y Capacidad de pago de la deuda (Razón Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el de Nivel de Endeudamiento, correspondiente a los Bonos Locales, 2º Programa, con vencimiento en enero de 2014. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente al contrato de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en julio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 2ª y 3ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el de Capacidad de pago de la deuda, correspondiente a la 6ª y 7ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en junio de 2019.

En Argentina, Endesa Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en mayo de 2014. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. En el caso de El Chocón, al 31 de diciembre de 2013, el covenant financiero más restrictivo era el de Deuda/EBITDA, correspondiente al préstamo Sindicado, que vence en septiembre de 2016. En el caso de Dock Sud, esta compañía no tiene deudas vigentes que contemplen covenants financieros.

En Colombia, la deuda de Codensa y la de Emgesa no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, ni Enersis ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestra filial argentina de generación Endesa Costanera al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012.

Endesa Costanera, a la fecha, no ha efectuado los últimos cuatro pagos de cuotas por un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation, cuyo período de gracia es de 180 días para cada cuota. Las cuotas impagas corresponden a las que vencieron el 30 de marzo de 2012, el 30 de septiembre de 2012, el 31 de marzo de 2013 y el 30 de septiembre de 2013, por un total de US\$ 68 millones, incluyendo capital e intereses. Bajo los términos del contrato, si Mitsubishi Corporation quisiera acelerar la deuda en relación a este préstamo por US\$ 141 millones de capital, tendría que notificar formalmente tal aceleración con diez días de anticipación. A la fecha, Endesa Costanera no ha recibido tal notificación de Mitsubishi Corporation. Si Mitsubishi Corporation efectuara una intimación fehaciente mediante una comunicación formal de aceleración, un total de US\$ 174 millones del préstamo se harían exigibles por cláusulas de cross default y quiebra, incluyendo la deuda con Mitsubishi Corporation. Cabe señalar, que durante todo este tiempo se ha estado renegociando los términos de este préstamo.

Al 31 de diciembre de 2013, el covenant de El Chocón EBITDA/Gastos financieros del préstamo por US\$ 19 millones del Standard Bank/Deutsche/Itaú se habría encontrado en incumplimiento, de no haberse obtenido el waiver en noviembre de 2013, que permitió reducir el límite de dicho covenant de 3,5 a 2,5 para septiembre y diciembre de 2013. Asimismo, el 16 de diciembre de 2013 se firmó un waiver para posponer el pago de la cuota por US\$ 3 millones del Standard Bank/Deutsche/Itaú que venció el 15 de diciembre de 2013, postergando la obligación de pago para el 14 de enero de 2014, fecha en la cual se obtuvo otro waiver que postergó dicha obligación para el 15 de febrero próximo, fecha en la cual está previsto renegociar sus condiciones.

Nada de lo anterior representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis.

35.5 Otras informaciones.

- El 26 de marzo de 2013 se publicó la Res.95/13 de la Secretaría de Energía que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. No obstante ello, nuestra filial argentina Endesa Costanera insistió en la necesidad de que se considere el ajuste en el corto plazo de los valores asociados a los conceptos remunerativos ya que los mismos reflejan los costos del año 2011, los cuales deberían adaptarse para el año 2013 y definirse una metodología de actualización que permita contemplar las variaciones de costos. Mientras se espera respuesta a los requerimientos efectuados, nuestra Sociedad está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

- Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un "Veedor" por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur.

En especial estos actos se refieren a las vinculadas a las previsiones legales y contables sobre afectación de fondos suficientes para atender al pago de la totalidad de las obligaciones comprometidas y las necesarias para que adecue su accionar al cumplimiento de la obligación que le impone su contrato de concesión. La Veeduría fue prorrogada mediante Resolución ENRE 246/2012, 337/2012 y 34/2013, la Disposición ENRE N° 25/2013, la Resolución 243/2013 y la Disposición ENRE N° 2/2014. La designación de la figura del "Veedor" no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur. Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello ha presentado los recursos correspondientes ante la ENRE cada vez que ha ocurrido la prorrogación.

36. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, era la siguiente:

País	31-12-2013				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	100	2.008	304	2.412	2.404
Argentina	39	2.860	1.054	3.953	3.688
Brasil	32	2.385	255	2.672	2.692
Perú	19	769	150	938	937
Colombia	26	1.542	31	1.599	1.580
Total	216	9.564	1.794	11.574	11.301

País	31-12-2012				Promedio del período (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	83	1.953	297	2.333	2.322
Argentina	40	2.427	982	3.449	3.362
Brasil	34	2.368	260	2.662	2.741
Perú	20	691	159	870	841
Colombia	27	1.461	33	1.521	1.517
Total	204	8.900	1.731	10.835	10.783

País	01-01-2012				Promedio del período (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	88	1.859	321	2.268	2.394
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.422	34	1.483	1.526
Total	218	8.720	1.701	10.639	10.796

(*) Incorpora las plantillas medias de Cam y Synapsis hasta el momento de su venta. Ver nota 12.

37. SANCIONES.

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

a) Filiales

1.- Endesa Chile

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 1.380 U.T.A., equivalentes a M\$ 675.184. Endesa Chile ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Endesa Chile presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, el que con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto, y confirmó la sanción aplicada, rebajando su cuantía a 1.246 U.T.A., equivalentes a M\$ 609.623.

Terminada

- En el ejercicio 2012 se emitió Giro del Servicio de Impuestos Internos (SII) por el uso excesivo como crédito de contribuciones por el Año Tributario 2010, estableciéndose intereses y multas por un monto de M\$ 13.151, la cual fue pagada el 28.03.2013.

Terminada

- Durante el ejercicio 2012 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) por el black out de 24.09.2011 con una multa de 1.200 U.T.A. (Unidad

Tributaria Anual), equivalentes a M\$ 587.117. Endesa Chile dedujo recurso de reposición administrativa ante la misma SEC, el que fue denegado por Resolución Exenta N° 703, de 25 de marzo de 2013, confirmándose con ello la multa aplicada. Posteriormente, se interpuso recurso de reclamación eléctrica para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que a la fecha, se encuentra pendiente de resolverse.

- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., por la infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta.

Terminada

- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada unos, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básica en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.446.
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde borde de la playa: (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I: (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha: (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013. (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles.(vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa. (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.

A la fecha, proceso sancionatorio pendiente de resolución.

2.- Pehuenche

- Con fecha 6 de octubre de 2011, la Superintendencia de Valores y Seguros, en adelante SVS, dictó la Resolución Exenta N°545 y aplicó sanción de multa a los Directores de Pehuenche que participaron en la aprobación del contrato de Energía y Potencia suscrito entre la Compañía y su matriz Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) con fecha 19 de noviembre 2007.

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

i) A los Directores que no integraban el comité de Directores se les sancionó por no haber verificado, según resolución de la SVS, que el contrato de venta de Energía y Potencia suscrito entre Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y su matriz ENDESA con fecha 19 de noviembre de 2007, se celebrara en condiciones de equidad que habitualmente prevalecen en el mercado; y por haber aprobado el Acta de Sesión de Directorio en la cual se consignaba que se había dado lectura al Informe del Comité de Directores, en circunstancias que únicamente se había dado lectura al Acta de Sesión de éste. Las multas ascendieron a 300 UF (aprox. M\$ 6.993) para cada uno de ellos.

ii) A los Directores que integraban el Comité de Directores de la sociedad a la fecha de celebración del mentado contrato, se les sancionó por no haber evacuado, según resolución de la SVS, el Informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos una multa ascendente a 400 UF (aprox. M\$ 9.324).

Los Directores han deducido recurso de reclamación ante el Juzgado Civil competente, previa consignación del 25% del monto total de la multa en la Tesorería General de la República. En consecuencia, las multas y sus fundamentos están cuestionadas ante la Justicia Ordinaria, la que conoce del reclamo de los Directores, en procedimiento sumario, quiénes han solicitado su absolución.

Con fecha 22 de agosto de 2012, Endesa por una parte e Inversiones Tricahue y otros minoritarios, por otra parte, otorgaron un acuerdo transaccional por el cual los minoritarios se desistieron de todas las acciones arbitrales, administrativas y penales en contra de Endesa, Pehuenche y sus Directores en funciones al 19 de noviembre de 2007. Endesa a cambio se obligó a resciliar el contrato de suministro de potencia y energía de 19 de noviembre de 2007, y otorgar uno nuevo en las mismas condiciones, pero con un precio a costo marginal, que regirá a partir de la fecha de suscripción, hasta el 31 de diciembre de 2021. También ambas partes se obligaron a votar favorablemente en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Pehuenche, la resciliación y suscripción del nuevo contrato. Endesa se obligó a pagar a Pehuenche, la diferencia de precio producida entre el precio de contrato de 19 de noviembre de 2007, vigente de 1 de enero de 2008 al 31 de julio de 2012, y la diferencia de precio entre el pagado a partir del 1 de agosto de 2012 hasta la fecha de suscripción del nuevo contrato de suministro de potencia y energía, de acuerdo a las modalidades y condiciones de cálculo del nuevo contrato. Con fecha 4 de octubre de 2012 la Junta Extraordinaria de Pehuenche aprobó por unanimidad, la resciliación y el otorgamiento de un nuevo contrato. Con fecha 19 de octubre el Directorio de Pehuenche, dispuso el pago de un dividendo provisorio, por el monto que recibirá de las diferencias de precio que hizo Endesa, el que se efectuará el 5 de noviembre de 2012. No obstante, los directores deben pagar la multa impuesta por la SVS. El seguro respectivo cubrió dichas multas, y se declararon y pagaron en Tesorería dichas sanciones.

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 602 U.T.A, equivalentes a M\$ 294.537. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Pehuenche presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto y confirmó la multa aplicada, rebajando su cuantía a U.T.A. 421, equivalentes a M\$ 205.890.

Terminada

- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, "sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria,

balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad”, resolviendo lo siguiente:

Aplíquese a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.

Se hace presente que contra la sanción de multa aplicada o su monto, se puede deducir la acción del artículo N°30 del Decreto Ley N°3.538, la cual debe interponerse ante el juez de letras en lo civil en el plazo de 10 días hábiles contado desde la notificación de la presente Resolución. Previa a ella, se podrá interponer el recurso de reposición del artículo N°45 del citado Decreto Ley, el cual debe ser interpuesto ante este Servicio en el plazo de cinco días contado desde la notificación de la presente Resolución.

La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Trichahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.

Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Trichahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, decidieron ejercer la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.

3.- Chilectra S.A.

- Para el período entre el 1 de enero y el 31 de diciembre 2013, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 7 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$227.507.- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$1.050.663. Adicionalmente, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Secretaría Regional Ministerial de Salud de la Región Metropolitana, con una multa por un monto de M\$3.969, por el incumplimiento de la normativa sobre almacenamiento de materiales.

4.- Edesur S.A.

- Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada con 182 multas, por los mismos conceptos antes indicados, por un monto de M\$ 83.526 pesos argentinos (aprox. M\$ 6.719.610).
- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 819 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 13.591 pesos argentinos (aprox. M\$1.093.387).
- Para el período terminado al 30 de junio de 2013, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de M\$ 23.640 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.901.822).
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado al 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 28.270 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.274.302) y de seguridad en la vía pública por un monto de M\$ 1.536 pesos argentinos (aprox. M\$ 123.570).

- Para el período iniciado el 1º de octubre al 31 de diciembre Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 222.525) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 400.099).

5.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) ha sido multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de ciertas obligaciones del Contrato de Concesión por un monto de M\$ 3.069 de pesos argentinos (aprox. M\$ 246.899). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo por lo que dichas sentencia no se encuentra firme.
- Asimismo, el mencionado organismo impuso a HECSA una multa de M\$ 43 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.459) por incumplimiento del deber de informar.
- Finalmente, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.609). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

6.- Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47.949 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.857.464). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$ 4.103). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

7.- Central Dock Sud S.A.

- Fue sancionada en el año 2013 por el ENRE en su condición de GENERADOR del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en la suma de M\$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 63.886) correspondiente al período comprendido entre enero - junio de 2012, por incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

8.- Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 2.863 reales (aprox. M\$ 641.150). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 7.079 de reales (aprox. M\$ 1.585.296). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla ha sido sancionada con una multa por la Secretaria de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 7.478 reales (aprox. M\$1.674.649). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 6.675.979). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales. En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 796.743), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 26.919). La compañía

presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales. (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 17.115).

- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 5.427). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 4.667), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.

9.- Coelce

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con 3 multas por los mismos conceptos que 2012 por M\$ 1.397 reales (aprox. M\$ 312.849).
- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 689 reales (aprox. M\$ 154.297).
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 7.810.540). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales. En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 12.050.478), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales y aún no tenemos decisión final en 16.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade).
- En el año 2013, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 4.890). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales. En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales, los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.

10.-Cien

- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 7.197). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no ha sido sancionada.

- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

11.- Edelnor S.A.A.

- Durante el 2012, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por la Administración Tributaria peruana (SUNAT) vinculadas a la determinación del Impuesto a la Renta de los años 2007 y 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/.18.318.568 (aprox. M\$ 3.438.320). Los recursos de apelación presentados, se encuentran pendientes de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Para el ejercicio 2012, OSINERGMIN le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A.A. por incumplimiento a las normas de calidad técnica y comercial por un monto ascendente a S/.463.645,77 (aprox. M\$ 87.024) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M\$134.578).
- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/.1.861,63 (aprox. M\$ 349) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.
- Durante el ejercicio del año 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/.2.544.177,91 (aprox. M\$ 477.532).
- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/.9.995.290 (aprox. M\$ 1.876.075). Dichas multas fueron impugnadas por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución la referida impugnación.

12.- Edegel S.A.A.

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2006, por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 9.502.978 (aprox. M\$ 1.783.670). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, SUNAT ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$ 7.213.752) por concepto de tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el Impuesto a la Renta del año 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. pagó el importe requerido por SUNAT y presentó una demanda contencioso-administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.
- En agosto de 2012, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) (aprox. M\$ 3.425) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.
- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.427) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 37.716) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 7.639) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$19.909) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008. Edegel S.A.A. no ha impugnado las sanciones (i) y (iv), por lo que procederá a pagarlas conforme a los beneficios de pronto

pago. Sin embargo, mediante recurso de apelación Edegel S.A.A. ha impugnado los numerales (ii) y (iv), hasta la fecha OSINERGMIN no se ha pronunciado.

- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/.8.751.959 (aprox. M\$ 1.642.707). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 “Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual” ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 90.301) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 85) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del “Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN”. Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 64).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 764) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del “Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN”. Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 573).
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 6.945) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/.1.573.170 (aprox. M\$ 295.278). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/.12.701,508 (aprox. M\$ 2.384). Scotiabank Perú S.A.A. presentará la impugnación respectiva en enero de 2014.

13.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En el mes de enero de 2008, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 185.000 (aprox. M\$ 34.724) (50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplir las disposiciones del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremo N° 046-93-EM. En el mes de mayo de 2013 dicha multa fue cancelada.
- En octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 30.231 (aprox. M\$ 5.674). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En septiembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con multas referidas a la determinación del Impuesto a la Renta de Sujetos No Domiciliados del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/.239.015 (aprox. M\$ 44.862). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- En noviembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 13.140 (aprox. M\$ 2.466) (3.60 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) incumplimiento a las obligaciones contenidas en los artículos 49 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM) y artículo 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM); y (ii) presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967-19681-20111018-102524-74, respecto a las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a los consumidores directos de combustibles líquidos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M\$ 1.315) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.
- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M\$ 2.979) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”): (i) haber trasgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.
- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual “Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)” ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 129.792) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.
- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/.156.029 (aprox. M\$ 29.286). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.
- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M\$ 694) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/.2.775 (aprox. M\$ 521) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

14.- Chinango S.A.C.

- En octubre de 2010, Chinango fue sancionada por la Municipalidad Distrital de San Ramón con una multa referida al Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la Reorganización Simple llevada a cabo entre Edegel S.A.A. y Chinango S.A.C. y que entró en vigencia el 31 de mayo de 2009. La multa actualizada al 31 de diciembre de 2013 asciende a S/.1.643.868 (aprox. M\$ 308.547). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución.
- En el mes de mayo de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 40.150 (aprox. M\$ 7.536) (11 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) no haber cumplido con el plazo para la entrega de información referida a la calidad de producto, respecto a los archivos fuente – NTCSE; y (ii) por haber reportado los archivos RIN y C11 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada.

- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/.18.250 (aprox. M\$ 3.425) (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones al indicador CCIT; (ii) no haber cumplido con el plazo de entrega de información; y (iii) haber remitido 2 reportes RIN y RD vacíos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Tribunal de apelaciones y sanciones el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente S/. 29.200 (M\$ 5.481) (8 Unidades Impositivas Tributarias - UIT), al declarar infundado el recurso de apelación interpuesto por Chinango S.A.C. contra la Resolución de Gerencia General N° 014801, la cual impuso una sanción por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”), correspondiente al primer semestre 2010 y la confirmó en todos sus extremos. Dicha multa fue cancelada.
- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/.367.915 (aprox. M\$ 69.056), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 713) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 347) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

15.- Emgesa

- Mediante Resolución 110 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de aproximadamente USD 55 mil (aprox. M\$ 28.854), por considerar que no se dio cumplimiento a la normativa y a los procedimientos establecidos en caso de hallazgos arqueológicos como los ocurridos entre los días 3 al 6 de abril de 2011 en zona del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. En contra de la resolución antes mencionada, Emgesa presentó recurso, sin embargo el ICANH, mediante Resolución 149 del 22 de octubre de 2012, confirmó la sanción.

16.- Codensa

- Durante el periodo del año 2011 , la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas :1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciono a la Empresa en un monto de Col\$ 41.200.000 (aprox. M\$ 11.217) por suspensión equivocada del servicio por no pago de cuotas por utilización de servicios financieros , cuota de interés CODENSA hogar; 2) mediante Resolución 20112400029265 del 18/10/2011 se impuso sanción de Col\$ 26.780.000 (aprox. M\$ 7.291) por Suspensión equivocada del servicio al cliente después de haber efectuado el pago en la entidad financiera.

- En el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes sanciones: 1) Mediante Resolución 20122400001045 del 30/01/2012 se impuso sanción por Col \$21.424.000 (aprox. M\$5.833) por violación del régimen tarifario por calculo errado del costo unitario para los periodos noviembre-dic. de 2009 y enero y febrero de 2010 debido a error en la información sobre propiedad del activo. 2) Mediante Resolución 20122400022555 del 17/07/2012 la Superintendencia impuso a Codensa sanción de Col\$ 45.336.000 (aprox. M\$12.343) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el articulo resolución Creg 096 de 2000.
- En el mes de abril del presente año se efectuó pago por parte de Codensa por valor de Col\$ 32.207.414, (aprox. M\$8.769) correspondiente a sanción impuesta por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 1792 del 26 de enero de 2011, por violación de las normas de protección de datos personales contenidas en la Ley 1266 de 2008.
- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 45.671) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS.
- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 6.172), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades.

b) Negocios conjuntos

1.-Transquillota

- En el ejercicio 2012 la sociedad Transquillota en la cual Endesa Chile participa en un 50% y en el otro 50% participa Colbún, fue auditada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) por un Programa de acreditación de gastos, considerando el SII que ciertas partidas como la depreciación por Activo Fijo no se había efectuado en la forma debida. Debido a lo anterior se presentó reconsideración administrativa de la Revisión de la Actuación Fiscalizadora (RAF) explicando las diferencias, acogiéndose las explicaciones de la empresa y rebajándose los intereses y multas a pagar al monto de M\$ 19.208 el cual fue pagado con fecha 27.03.2013. Endesa Chile sólo participa en un 50% del pago, estos es, de M\$ 9.604.

Terminado

La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

38. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS

- Con fecha 14 de enero, el Directorio de Enersis S.A. acordó, por la unanimidad de sus miembros, presentar una oferta pública voluntaria de adquisición de acciones dirigida a los accionistas de su filial Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Coelce"), domiciliada en la República Federativa del Brasil.

Enersis S.A. ya filializa, controla y consolida la sociedad Coelce, a través de la sociedad Endesa Brasil S.A. la cual tiene a esta fecha el 58,87% de las acciones emitidas por Coelce, que corresponden a un 91,66% de acciones ordinarias y a un 6,26% de acciones preferidas clase A.

Enersis S.A. ("Oferente"), asistida por el Banco Itaú BBA S.A. ("Itaú BBA"), en calidad de intermediaria, publicará oportunamente el prospecto ("Edital") de Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones ("OPA") para adquirir todas las acciones de todas las series emitidas por Coelce (ordinarias, preferentes Clase A y preferentes Clase B) y que están en circulación en el mercado, a un precio por acción de R\$49. Este precio será pagadero a la vista, el 20 de febrero de 2014, en moneda de curso legal de Brasil, de acuerdo a las reglas establecidas en la legislación y normativa brasileña, rigiéndose esta OPA según lo dispuesto en la Instrução CVM N°361/2002. Este precio representa un premio de 20,1% con respecto al precio medio, ponderado por volumen, de las acciones preferentes clase A en los últimos 30 días bursátiles (hasta el 13 de enero de 2014, inclusive).

En el evento que durante la ejecución de esta OPA todos los accionistas de Coelce vendieran sus acciones a Enersis S.A., esta sociedad tendría que desembolsar la cantidad aproximada de \$ 340.212 millones de pesos chilenos, equivalente a USD 645 millones, considerando un tipo de cambio de 527,53 pesos por dólar.

Esta transacción, al tratarse de una compra de una participación ya controlada, no genera efectos en el Estado de Resultados de Enersis y no modificará los valores de los activos y pasivos de Coelce registrados en el balance consolidado de Enersis al momento de la transacción. La diferencia que se produzca entre los valores registrados por Coelce y el valor que desembolsará Enersis por la adquisición, será registrado en Patrimonio (otras reservas) en el momento en que se perfeccione la transacción. A partir de este momento los efectos de la mayor participación se verán reflejados en los Estados de Resultados de la Oferente.

El plazo de aceptación de la OPA será de 33 días corridos contados desde la publicación del Edital en los medios de comunicación brasileiros, lo que ocurrirá el 16 de enero de 2014, debiendo la subasta de la OPA ocurrir a las 16:00 horas (hora de Brasilia) del día 17 de febrero de 2014. Los demás términos y condiciones de la OPA serán divulgadas en el Edital de la OPA que será oportunamente publicado.

Se informa, asimismo, que PricewaterhouseCoopers Corporate Finance & Recovery Ltda. de Brasil, elaboró el informe de evaluación ("Laudo de Avaliação") de Coelce que, conjuntamente con el Edital de Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais A e Ações Preferenciais B em Circulação de Emissão da Companhia; , estará a disposición de los interesados a contar del día 14 de enero de 2014, en la sede social de Enersis S.A., de Coelce, del Banco Itaú BBA, de la BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros-, y de la CVM, así como en los siguientes sitios web: www.enersis.cl; www.coelce.com.br/ri.htm (acceder "OPA Enersis"); <http://www.itaubba.com.br/portugues/atividades/prospectos-to-iubb.asp>, www.cvm.gov.br y www.bmfbovespa.com.br. Adicionalmente la lista de accionistas de Coelce estará a disposición en las sedes sociales de las entidades antes mencionadas.

Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US\$2.400 millones en efectivo.

ENDESA CHILE

- Con fecha 29 de enero de 2014, se informa con carácter de hecho esencial que la Superintendencia del Medio Ambiente, por Resolución Exenta N° 39, de fecha 28 de enero de 2014, ha ordenado a la Empresa Nacional de Electricidad S.A. adoptar, entre otras medidas provisionales que se indican en dicha resolución, la medida provisional de clausura total y temporal del proyecto "Central Bocamina Primera Unidad", por el término de 15 días corridos, sin perjuicio de su renovación o alzamiento anticipado en base a nuevos antecedentes que así lo ameriten, de acuerdo a lo autorizado por el Ilustre Tercer Tribunal Ambiental en la precitada fecha, de conformidad a lo dispuesto en la letra c) del artículo 48 de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente.

Los efectos financieros que traerá aparejada la suspensión de la Central Térmica Bocamina I dependerán del tiempo en que se prolongue su vigencia y la magnitud de estos efectos están siendo evaluados actualmente por la compañía.

- Con fecha 31 de enero de 2014, se informa el siguiente hecho esencial:

En relación con el hecho esencial de fecha 17 de diciembre de 2013, por el que, además de comunicar la suspensión de la Central Térmica Bocamina II, por la razón indicada en él, anunciamos que los efectos financieros de dicha suspensión serían evaluados por la compañía, les informamos, por la presente carta, en carácter de hecho esencial que, conforme a la evaluación efectuada de dichos efectos, la que comprende el período de inicio de la suspensión, esto es, el 17 de diciembre de 2013 hasta el 30 de enero de 2014, el efecto financiero derivado de dicha paralización, asciende a la suma total de US\$ 31 millones como pérdida de margen de contribución.

Asimismo, la compañía, mientras dure la vigencia de la suspensión que afecta a la Central Térmica Bocamina II, continuará evaluando e informándoles los efectos financieros por ella producidos.

- Con fecha 6 de febrero de 2014, se informa el siguiente hecho esencial:

En relación con el hecho esencial de fecha 29.01.14, la Superintendencia del Medio Ambiente por Resolución Exenta N° 59, de fecha 6 de febrero de 2014, ha resuelto dejar sin efecto las medidas provisionales ordenadas por la Resolución Exenta N°39 de fecha 28 de enero de 2014, tanto la clausura temporal total del proyecto "Central Termoeléctrica Bocamina Primera Unidad", como las otras medidas de corrección, seguridad y control decretadas de conformidad a lo dispuesto en la letra c) del artículo 48 de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente.

La Compañía procederá a implementar las medidas provisionales ordenadas por la autoridad, y se pondrá en operación la Central Termoeléctrica Bocamina Primera Unidad a la brevedad posible, en coordinación con el CDEC.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los estados financieros.

39. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2013, 2012 y 2011, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas.	1.996.818	2.298.344	2.104.631
Chinango	Protección del aire y del clima, gestión de aguas residuales, recuperación del suelo y agua, reducción de ruidos y las vibraciones, protección de la biodiversidad y paisajística.	-	451.030	211.544
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	417.966	915.325	547.979
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	-	-	71.667
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de árboles en AT, mateción de jardines, solidos contaminados con aceites.	1.537.004	1.324.061	1.681.800
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	-	-	56.185
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	-	15.100
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	-	16.387
Total		3.951.788	4.988.760	4.705.293

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de diciembre de 2013 y 2012, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	31-12-2013					Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$	
	Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$					Pasivos No Corrientes M\$
Chilectra S.A.	consolidado	192.097.250	1.210.687.971	1.402.785.221	(228.651.498)	(43.735.685)	(272.387.183)	975.023.630	(748.871.802)	226.151.828
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	28.152.699	38.156.192	66.308.891	(3.943.277)	(460.705)	(4.403.982)	17.831.676	(8.884.221)	8.947.455
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.335.716	230.392	4.566.108	(3.866.062)	(598.655)	(4.464.717)	5.445.388	(6.687.243)	(1.241.856)
Inversiones Distrital S.A.	separado	24.511.831	45.211.675	69.723.506	(365.284)	-	(365.284)	9.804.331	-	9.804.331
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	97.291.243	487.752.640	585.043.883	(135.168.908)	(213.494.034)	(348.662.942)	414.816.662	(364.303.365)	50.513.297
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	599.190.333	3.270.781.264	3.869.971.597	(658.181.692)	(697.429.550)	(1.355.611.242)	1.047.707.545	(785.327.837)	262.379.708
Endesa Eco S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	48.938.968	(24.522.864)	24.416.104
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	33.988.505	217.379.509	251.368.014	(35.867.416)	(41.936.800)	(77.804.216)	192.839.780	(66.581.674)	114.491.793
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	211.140.517	(157.918.033)	53.222.484
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	74.282.837	428.366.270	502.649.107	(173.508.052)	(25.716.898)	(199.224.950)	74.083.557	(66.581.674)	7.501.883
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	12.248.481	10.007.003	22.255.484	(3.182.462)	(4.599.826)	(7.782.288)	10.301.994	(4.155.242)	6.146.752
Endesa Argentina S.A.	separado	1.796.454	47.229.472	49.025.926	(811.271)	-	(811.271)	2.541.610	-	2.541.610
Endesa Costanera S.A.	separado	30.153.983	112.614.109	142.768.092	(162.244.700)	(9.452.339)	(171.697.039)	94.887.720	(118.255.734)	(23.368.015)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	14.903.801	132.833.440	147.737.241	(21.069.801)	(45.717.551)	(66.787.352)	36.686.734	(25.681.727)	11.005.007
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	321.051.970	1.707.315.179	2.028.367.149	(229.533.581)	(864.631.943)	(1.094.165.524)	639.770.439	(408.981.567)	230.788.872
Generandes Perú S.A.	separado	214.375	202.971.423	203.185.798	(10.853)	-	(10.853)	33.470.743	-	33.470.743
Edegel S.A.A.	separado	97.736.569	678.847.872	776.584.441	(98.497.242)	(220.222.435)	(318.719.677)	256.345.889	(175.933.003)	80.412.886
Chinango S.A.C.	separado	7.048.693	104.913.829	111.962.522	(11.790.622)	(36.119.840)	(47.910.462)	27.707.823	(17.541.290)	10.166.533
Endesa Brasil S.A.	separado	344.196.221	705.840.306	1.050.036.527	(126.688.865)	(6.740.678)	(133.429.543)	164.810.727	-	164.810.727
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	75.478.418	138.518.317	213.996.735	(38.792.313)	(20.323.740)	(59.116.053)	168.871.371	(128.522.514)	40.348.857
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	37.111.472	98.093.370	135.204.842	(10.185.205)	(1.740.968)	(11.926.173)	117.445.188	(31.295.855)	86.149.333
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	27.403.174	229.743.261	257.146.435	(104.368.046)	(4.803.839)	(109.171.885)	63.698.185	(39.697.135)	24.001.050
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.026.611	3.663.555	19.690.166	(5.912.346)	(17.396.804)	(23.309.150)	2.088.071	(6.955.882)	(4.867.810)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	158.243.822	631.616.602	789.860.424	(141.369.115)	(250.012.380)	(391.381.495)	688.980.884	(647.611.232)	41.369.652
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	4.933.651	914.231	5.847.882	(3.967.856)	-	(3.967.856)	6.569.786	(5.089.559)	1.480.227
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	254.893.771	1.022.078.671	1.276.972.442	(168.894.084)	(499.364.121)	(668.258.205)	947.892.717	(822.029.094)	125.863.623
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	8.249.870	-	8.249.870
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energia S.A.	separado	286.638.433	960.495.650	1.247.134.083	(289.883.521)	(345.076.634)	(634.960.155)	852.871.077	(709.181.303)	143.689.773
Inversora Codensa S.A.	separado	917	77	994	(44)	-	(44)	-	(42)	(42)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	217.226.659	284.575.649	501.802.308	(446.887.893)	(26.488.657)	(473.376.550)	528.653.054	(430.477.002)	98.176.052
Generalima, S.A.C.	separado	1.090.863	42.451.799	43.542.662	(10.035.149)	(6.827.226)	(16.862.375)	-	(1.100.914)	(1.100.914)
Endesa Cerns, S.A.	separado	31.020.655	838.347	31.859.002	(26.525.440)	-	(26.525.440)	2.162.235	(1.841.541)	320.694
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	31.153.011	67.474.319	98.627.330	(123.350.919)	(14.217.920)	(137.568.839)	59.138.823	(96.085.921)	(36.947.097)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	33.336.208	76.556.547	109.892.755	(11.319.405)	(48.505.916)	(59.825.321)	41.508.299	(38.031.891)	3.476.408
Inversiones Sudamerica Ltda.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	(7.218.564)	(7.218.564)

	31-12-2012						Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$
	Estados financieros	Activos Corrientes M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$				
Chilectra S.A.	consolidado	161.687.282	1.141.771.229	1.303.458.511	(195.903.831)	(70.857.009)	(266.760.840)	984.738.419	(808.977.250)	175.761.169
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	33.271.372	35.410.602	68.681.974	(4.487.954)	(473.280)	(4.961.234)	17.778.449	(5.170.257)	12.608.192
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.302.210	327.443	4.629.653	(2.560.716)	(686.662)	(3.247.378)	6.205.706	(5.759.649)	446.057
Inversiones Distriilma S.A.	separado	14.081.778	45.150.539	59.232.317	(1.690)	-	(1.690)	13.767.559	-	13.767.559
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	69.076.427	456.528.436	525.604.863	(121.208.497)	(202.239.406)	(323.447.903)	384.915.601	(344.989.210)	39.926.390
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	629.902.712	3.231.692.665	3.861.595.377	(658.103.026)	(791.579.065)	(1.449.682.091)	1.197.942.546	(1.006.425.543)	191.517.004
Endesa Eco S.A.	separado	96.858.959	69.458.787	166.317.746	(146.333.479)	(2.483.081)	(148.816.560)	8.847.825	(15.201.240)	(6.353.414)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	53.256.062	226.690.236	279.946.298	(67.804.287)	(44.094.780)	(111.899.067)	374.992.088	(117.294.279)	257.697.809
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	51.106.086	201.289.793	252.395.879	(106.039.552)	(21.730.290)	(127.769.842)	279.024.743	(223.910.404)	55.114.339
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	21.743.845	(10.100.977)	11.642.868
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.675.677	72.323.119	90.998.796	(10.274.500)	(4.390.710)	(14.665.210)	38.465.781	(53.695.291)	(15.229.510)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	755.617	(543.185)	212.432
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	5.671.843	14.638.326	20.310.169	(2.924.404)	(9.068.755)	(11.993.159)	9.553.607	(1.237.412)	8.316.195
Endesa Argentina S.A.	separado	13.909.791	30.612.330	44.522.121	(456.855)	(4.479.930)	(4.936.785)	3.123.830	-	3.123.830
Endesa Costanera S.A.	separado	26.248.574	116.505.733	142.754.307	(195.463.171)	(10.460.347)	(205.923.518)	295.139.838	(343.984.979)	(48.845.141)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	15.500.507	148.052.530	163.553.037	(29.439.486)	(48.058.461)	(77.497.947)	49.195.031	(34.796.083)	14.398.948
Emgesa S.A. E. S.P.	separado	285.737.507	1.558.061.493	1.843.799.000	(179.589.763)	(757.392.282)	(936.982.045)	580.343.060	(379.082.030)	201.261.030
Generandes Perú S.A.	separado	190.469	202.696.963	202.887.432	(8.235)	-	(8.235)	18.720.477	-	18.720.477
Edegel S.A.A.	separado	73.195.465	686.321.901	759.517.366	(71.852.384)	(241.375.405)	(313.227.789)	250.100.131	(204.017.304)	46.082.826
Chinango S.A.C.	separado	6.997.326	107.354.750	114.352.076	(9.156.459)	(40.761.605)	(49.918.064)	30.172.752	(18.065.793)	12.106.959
Endesa Brasil S.A.	separado	286.665.587	904.628.344	1.191.293.931	(8.533.833)	(123.494)	(8.657.327)	186.136.751	-	186.136.751
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	separado	64.532.319	134.844.880	199.377.199	(29.555.112)	(27.185.681)	(56.740.793)	139.185.606	(103.146.050)	36.039.556
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	97.545.413	103.210.599	200.756.012	(14.682.311)	(2.283.384)	(16.965.695)	155.195.046	(47.917.978)	107.277.068
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	26.050.134	246.005.939	272.056.073	(123.971.364)	(7.980.532)	(131.951.896)	67.804.297	(48.586.909)	19.217.388
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.674.370	3.631.634	20.306.004	(4.285.854)	(15.150.911)	(19.436.765)	2.469.289	(3.712.947)	(1.243.657)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	199.077.008	675.770.287	874.847.295	(151.866.527)	(309.820.750)	(461.687.277)	808.410.729	(707.717.165)	100.693.564
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	3.113.907	173.146	3.287.053	(1.384.682)	-	(1.384.682)	5.800.382	(4.271.001)	1.529.381
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	196.988.364	1.037.583.848	1.234.572.212	(214.914.707)	(505.685.786)	(720.600.493)	1.074.237.206	(956.894.024)	117.343.182
Ampla Invetimentos E Servicios S.A.	separado	1.901.905	84.277.314	86.179.219	(39.947.575)	-	(39.947.575)	7.785.179	-	7.785.179
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S	separado	248.758.236	944.909.089	1.193.667.325	(279.593.196)	(311.739.451)	(591.332.647)	851.231.201	(708.926.803)	142.304.397
Inversora Codensa S.A.	separado	925	77	1.002	(11)	-	(11)	-	(141)	(141)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	75.393.800	249.249.900	324.643.700	(376.427.291)	(17.990.925)	(394.418.216)	321.242.024	(402.048.323)	(80.806.299)

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades filiales”.
Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso Chileno	0,00%	78,88%	78,88%	0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A. (7)	Real	0,00%	0,00%	0,00%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Peso Colombiano	12,47%	36,01%	48,48%	12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1) (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	95,61%	95,61%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (6)	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Cono Sur Participaciones, S.L.U.	Euro	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	España	Sociedad de Cartera
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	48,47%	48,47%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	64,98%	100,00%	35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	77,21%	93,23%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Brasil S.A. (7)	Real	50,09%	49,89%	99,98%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cema S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,76%	69,76%	0,00%	69,76%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
96.827.970-K	Endesa Eco S.A. (3) (4) (6)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generalina, S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile
En trámite	Inversiones Sudamerica Ltda. (5)	Peso Chileno	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
Extranjero	Investluz S.A. (7)	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. y Endesa Inversiones Generales S.A. fueron fusionadas con Inversiones Endesa Norte S.A. , siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (3) Con fecha 1 de julio de 2012 Inversiones Endesa Norte S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (4) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (5) Con fecha 1 de octubre de 2013 Inversiones Sudamérica Ltda. fue fusionada con Enersis S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal
- (6) Con fecha 1 de noviembre Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (7) Con fecha 21 de noviembre Investluz S.A y Ampla Investimentos E Serviços S.A. fueron fusionadas con Endesa Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación durante el ejercicio 2013 y 2012

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 31 de diciembre de 2013				a 31 de diciembre de 2012			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Dock Sud, S.A.	0,00%	69,99%	69,99%	Integración global	-	-	-	
Cono Sur Participaciones, S.L.U.	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	0,00%	96,50%	96,50%	Integración global	-	-	-	
Endesa Cemsa S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Generalina, S.A.C.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Inversora Dock Sud, S.A.	0,00%	57,14%	57,14%	Integración global	-	-	-	
Inversiones Sudamerica Ltda.	100,00%	0,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	

Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

No hubo exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2013 y 2012.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

Este anexo es parte de la nota 3.h “Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación”.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2013							31 de diciembre de 2012							1 de enero de 2012							
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
91.081.000-E	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-I	Abenooa Chile	Chile	US\$	6,50%	381.073	1.742.183	2.123.256	4.637.718	4.624.689	13.024.032	22.286.439	517.486	1.552.682	2.070.168	4.142.238	4.145.057	13.854.905	22.142.200	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290	
Extranjera	Edeqel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,02%	1.486.952	4.421.036	5.907.988	15.369.699	11.585.284	-	26.954.983	1.406.430	4.177.025	5.583.455	12.608.401	17.546.542	-	30.154.943	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	27.292.271	-	39.150.493	
Extranjera	Edeñor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,27%	1.023.566	1.730.562	2.754.128	503.722	-	503.722	1.230.672	3.009.713	4.240.385	2.238.071	-	-	2.238.071	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	-	2.604.306	
Extranjero	Cabiblanco	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,80%	1.778.978	5.337.073	7.116.051	14.233.269	-	14.234.979	25.785.332	54.293.581	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edecur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,15%	74.643	105.938	180.581	-	-	-	-	216.766	313.356	530.122	216.179	-	-	216.179	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	673.700	
Totales								4.945.212	13.336.792	18.282.004	34.744.408	30.444.952	38.809.365	103.998.725	3.371.354	9.052.776	12.424.130	19.204.889	21.691.599	13.854.905	54.751.393	4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789	

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2013							31 de diciembre de 2012							1 de enero de 2012								
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	72.176.231	-	72.176.231	-	-	-	-	56.264.078	-	56.264.078	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.990.466	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	2.242.057	-	2.242.057	-	-	-	-	11.534.186	-	11.534.186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.301.573	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	922.114	2.556.048	3.478.162	1.528.787	-	1.528.787	799.346	5.846.518	6.645.864	6.019.282	-	-	6.019.282	2.296.618	547.199	2.843.817	161.976	1.139.597	-	-	-		
Extranjero	Endesa Eco S.A.	Chile	96601259-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	-	-	-	-	-	-	2.017.319	-	2.017.319	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.930.734	
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,67%	767	145.344	146.111	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Internacional	Argentina	US\$	19,79%	48.246	144.738	192.984	1.127.937	-	1.127.937	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Argentina	Argentina	US\$	5,27%	27.505.551	-	27.505.551	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	PAM American Energy	Argentina	US\$	3,27%	41.263	3.656.181	3.697.444	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	Repsol International Finance	Argentina	US\$	3,91%	11.400	2.065.397	2.076.797	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,54%	417.902	1.223.454	1.641.356	3.009.621	2.193.266	958.889	6.161.776	285.377	965.266	1.250.643	3.045.792	2.592.406	1.861.196	7.499.394	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	8,58%	5.428.006	21.946.195	27.374.201	61.033.558	49.465.992	31.860.390	142.359.940	4.536.007	13.214.919	17.750.926	31.774.969	27.224.080	14.032.389	73.031.436	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	7,77%	4.024.633	11.800.083	15.824.716	11.961.008	10.483.211	1.206.494	23.650.713	1.190.648	3.151.597	4.342.245	6.954.127	6.017.081	8.923.825	21.895.033	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	6,26%	898.802	2.638.502	3.537.304	6.553.788	5.415.570	6.647.844	18.617.202	16.441	113.614	130.055	149.411	115.228	1.694.259	1.958.898	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,73%	941.899	-	941.899	-	-	-	-	1.116.763	3.235.164	4.351.927	935.799	-	-	935.799	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDIES	Brasil	Real	4,47%	16.315	83.473	99.788	124.523	124.523	1.791.236	2.040.284	3.934.967	9.755.961	13.690.928	12.079.881	-	-	12.079.881	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	8,70%	3.748.035	14.210.032	17.958.067	18.239.180	16.216.681	13.738.332	48.194.193	2.267.540	8.719.128	10.986.668	22.974.521	11.730.771	6.498.966	41.204.258	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faice	Brasil	Real	13,22%	1.482.648	1.470.262	2.952.910	-	-	-	-	121.287	3.117.565	3.238.852	1.498.141	-	-	1.498.141	-	-	-	-	-	-	-	-	
Totales								119.905.869	61.941.709	181.847.578	103.578.402	83.899.243	56.203.187	243.680.832	84.083.959	48.119.732	132.203.691	85.431.923	47.679.566	33.010.635	166.122.124	17.802.370	14.913.813	32.716.183	32.909.248	25.382.791	-	-	-	58.292.039

ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.
El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			243.248.751	4.678.601	19.517.825
	Dólares	Pesos chileno	228.296.107	-	
	Dólares	Pesos Colombianos	27.448	10.947	5.634
	Dólares	Soles	12.971.259	4.233.557	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	1.953.937	434.097	16.310.223
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			28.384.147	14.361.204	20.299.704
	Dólares	Pesos chileno	28.384.147	14.361.204	20.299.704
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			271.632.898	19.039.805	39.817.529
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			271.632.898	19.039.805	39.817.529
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			171.750.431	141.911.625	141.911.625
	Dólares	Pesos chileno	138.667.415	105.615.031	105.615.031
	Peso colombiano	Pesos chileno	33.083.016	33.527.186	33.527.186
	Peso argentino	Peso chileno	-	2.769.408	2.769.408
Plusvalía			395.020.857	426.209.853	477.068.142
	Reales	Soles	8.287.322	8.703.399	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	242.896.782	272.442.268	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.786.530	11.742.640	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	125.059.831	124.877.836	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	6.990.392	8.443.710	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			566.771.288	568.121.478	618.979.767
TOTAL ACTIVOS			838.404.185	587.161.283	658.797.296

		31-12-2013							31-12-2012							01-01-2012					
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes		
		Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años
Moneda extranjera	Moneda funcional	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$
PASIVOS																					
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	307.747.217	177.133.879	484.881.096	383.323.064	99.843.837	460.285.486	943.452.387	97.469.345	255.065.083	352.534.428	487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	40.083.024	110.007.608	150.090.632	698.191.147	484.059.182	493.795.421
	Dólares	194.815.346	133.412.220	328.227.566	295.488.736	31.697.829	413.247.984	740.434.549	18.090.391	234.307.578	252.397.969	424.225.534	157.063.940	411.509.374	992.798.848	13.719.841	58.161.835	71.881.676	595.227.849	359.668.296	436.744.073
	Dólares	441.332	8.523.199	8.964.531	14.089.112	6.201.875	2.963.170	23.254.157	486.256	7.606.194	8.092.450	16.493.010	9.064.986	3.838.731	29.396.727	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599
	Dólares	6.970.851	20.922.911	27.893.762	72.103.844	61.944.133	44.074.332	178.122.309	4.249.373	7.926.216	12.175.589	38.829.516	57.831.462	34.695.428	131.356.406	5.801.056	29.810.106	35.611.162	68.288.019	104.901.377	50.698.749
	Dólares	105.519.688	14.275.549	119.795.237	1.641.372	-	-	1.641.372	74.643.325	5.225.095	79.868.420	7.836.715	-	-	7.836.715	19.917.191	9.436.481	29.353.672	17.142.594	1.612.063	-
TOTAL PASIVOS		307.747.217	177.133.879	484.881.096	383.323.064	99.843.837	460.285.486	943.452.387	97.469.345	255.065.083	352.534.428	487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	40.083.024	110.007.608	150.090.632	698.191.147	484.059.182	493.795.421

ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2013											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales bruto	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483	
Provisión de deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)	(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	199.879.449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	199.879.449	41.664.190	
Provisión de deterioro	(9.722.257)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.722.257)	-	
Total	877.891.815	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456	23.780.492	3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	1.045.263.881	223.045.673	

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2012											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales bruto	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935	163.265.685	
Provisión de deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	121.511.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121.511.946	39.634.657	
Provisión de deterioro	(11.800.249)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.800.249)	-	
Total	676.594.336	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360	4.463.422	2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	846.791.111	202.900.342	

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 01-01-2012										Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$		
Deudores Comerciales bruto	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687	182.387.693
Provisión de deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(155.804.524)	(182.097.082)	(999.510)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.740.000	-	-	1.942.424	-	-	790.882	-	-	26.884.891	87.358.197	261.740.309
Provisión de deterioro	(1.326.089)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.326.089)	-
Total	588.235.362	79.451.219	35.487.808	10.105.415	5.663.054	4.688.637	1.341.291	3.206.922	2.758.510	219.069.495	950.007.713	443.128.492

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2013						Saldo al 31-12-2012						Saldo al 01-01-2012					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		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\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
al día	10.181.482	675.688.355	111.812	12.871.416	10.293.294	688.559.771	10.265.337	550.831.089	122.447	17.772.835	10.387.784	568.603.924	7.908.458	513.850.924	92.748	20.756.846	8.001.206	534.607.770
Entre 1 y 30 días	2.176.060	78.924.126	89.451	5.527.178	2.265.511	84.451.304	2.063.408	78.172.320	84.147	4.886.771	2.147.555	83.059.091	2.128.913	75.776.992	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.683
Entre 31 y 60 días	408.044	30.106.897	28.598	2.507.055	436.642	32.613.952	370.463	27.695.081	26.791	2.451.906	397.254	30.146.987	423.750	28.581.319	49.184	7.091.516	472.934	35.672.835
Entre 61 y 90 días	83.717	6.311.465	23.208	1.550.907	106.925	7.862.372	76.346	12.305.773	22.786	1.902.669	99.132	14.208.442	133.395	11.531.589	795	1.343.007	134.190	12.874.596
Entre 91 y 120 días	58.782	5.220.020	14.156	1.281.093	72.938	6.501.113	54.817	5.352.744	14.208	1.598.157	69.025	6.950.901	113.101	7.636.149	6.420	1.260.655	119.521	8.896.804
Entre 121 y 150 días	47.384	24.672.166	14.022	1.158.403	61.406	25.830.569	43.467	4.856.977	14.030	1.428.624	57.497	6.285.601	98.637	6.367.912	8.836	1.216.584	107.473	7.584.496
Entre 151 y 180 días	35.463	4.004.716	9.548	1.388.754	45.011	5.393.470	34.826	3.371.643	9.554	1.222.077	44.380	4.593.720	89.794	3.355.049	8.423	2.116.440	98.217	5.471.489
Entre 181 y 210 días	20.473	2.909.044	15.462	946.913	35.935	3.855.957	18.937	2.517.908	15.500	1.421.109	34.437	3.939.017	36.235	7.811.862	3.180	1.083.419	39.415	8.895.281
Entre 211 y 250 días	17.899	1.904.948	10.690	764.532	28.589	2.669.480	17.650	3.125.162	10.701	953.797	28.351	4.078.959	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605
superior a 251 días	451.967	117.675.353	19.388	26.839.359	471.355	144.514.712	312.565	151.390.502	20.018	9.863.791	332.583	161.254.293	847.486	312.794.999	43.791	35.194.129	891.277	347.989.128
Total	13.481.271	947.417.090	336.335	54.835.610	13.817.606	1.002.252.700	13.257.816	839.619.199	340.182	43.501.736	13.597.998	883.120.935	11.803.877	970.868.994	231.968	75.203.693	12.035.845	1.046.072.687

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2013		Saldo al 31-12-2012		Saldo al 01-01-2012	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	158.928	15.316.981	154.004	19.226.955	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.149	10.640.373	11.294	22.616.860	11.033	26.318.280
Total	168.077	25.957.354	165.298	41.843.815	62.028	43.800.546

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	19.629.701	25.406.355
Provisión cartera repactada	13.924.936	7.274.539
Castigos del periodo	(18.827.998)	(28.552.888)
Total	14.726.639	4.128.006

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-12-2013		31-12-2012	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$
Provision deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.850.913	2.005.485	1.678.956	1.679.017
Monto de las operaciones M\$	5.492.566	33.554.637	19.069.326	32.680.894

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al											Total No Corriente
	31-12-2013											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	256.065.253	5.292.261	195.439	265.303	76.876	21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	339.924.692	160.840.485
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616	-
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.079.880	153.021.560
-Otros	28.422.652	4.541.016	37.526	196.281	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	53.666.363	86.912.196	7.818.925
Provision Deterioro	(317.421)	-	-	(189.965)	-	(55.494)	-	-	-	(54.451.658)	(55.014.538)	-
Servicios no facturados	161.283.323	-	-	-	-	-	-	-	-	-	161.283.323	1.510.879
Servicios facturados	94.781.930	5.292.261	195.439	265.303	76.876	21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	178.641.369	159.329.606
Deudores Comerciales Distribución	432.494.518	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237	4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	662.328.008	20.540.998
-Clientes Masivos	285.898.592	57.949.731	21.036.349	4.852.305	4.482.227	2.946.126	3.130.574	1.967.081	1.403.333	37.968.646	421.634.964	13.849.395
-Grandes Clientes	104.697.460	16.582.507	5.598.217	1.435.871	701.981	710.996	988.052	908.593	442.381	27.308.100	159.374.158	2.103.134
-Clientes Institucionales	41.898.466	4.626.805	5.783.947	1.308.893	1.240.029	937.679	1.263.186	962.708	818.783	22.478.390	81.318.886	4.588.469
Provision Deterioro	(507.727)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.496.592)	(2.841.657)	(1.994.583)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(60.673.395)	(92.131.473)	-
Servicios no facturados	205.202.092	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205.202.092	699.393
Servicios facturados	227.292.426	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237	4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	457.125.916	19.841.605
Total Deudores Comerciales Brutos	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483
Total Provisión Deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)	(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
Total Deudores Comerciales Netos	687.734.623	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456	23.780.492	3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	855.106.689	181.381.483

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de los deudores comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Deudores comerciales	Saldo al 31-12-2012											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales Generación y transmisión	156.758.891	742.503	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.436	228.619.574	140.323.852	
-Grandes Clientes	109.763.097	129.281	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	18.340.890	128.596.181	-	
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525	140.323.852	
-Otros	28.247.269	613.222	47.065	4.328.884	225.546	1.854	28.482	-	-	47.782.546	81.274.868	-	
Provision Deterioro	(260.312)	-	-	-	-	-	-	-	-	(56.996.601)	(57.256.913)	-	
Servicios no facturados	65.705.344	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.705.344	-	
Servicios facturados	91.053.549	742.502	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.434	162.914.229	140.323.852	
Deudores Comerciales Distribución	411.845.033	82.316.588	30.099.287	9.873.268	6.642.469	6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	95.130.857	654.501.361	22.941.833	
-Clientes Masivos	259.830.210	60.804.653	20.852.068	6.264.287	4.728.733	3.377.404	3.268.952	1.969.631	1.318.356	38.725.572	401.139.866	11.877.739	
-Grandes Clientes	100.586.755	13.981.623	6.001.473	1.880.278	763.432	864.715	412.233	533.517	636.359	32.626.777	158.287.162	6.095.508	
-Clientes Institucionales	51.428.068	7.530.312	3.245.746	1.728.703	1.150.304	1.768.839	884.051	1.435.869	2.123.933	23.778.508	95.074.333	4.968.586	
Provision Deterioro	(1.460.973)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(76.913.018)	(88.784.608)	-	
Servicios no facturados	207.144.462	-	-	-	-	-	-	-	-	1.239.251	208.383.713	-	
Servicios facturados	204.700.571	82.316.587	30.099.287	9.873.268	6.642.469	6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	93.891.605	446.117.646	22.941.833	
Total Deudores Comerciales Brutos	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935	163.265.685	
Total Provisión Deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	566.882.639	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360	4.463.422	2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	737.079.414	163.265.685	

Deudores comerciales	Saldo al 01-01-2012											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales Generación y transmisión	276.162.422	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	364.840.933	148.953.896	
-Grandes Clientes	219.872.741	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063			77.148.806	308.551.252	586.863	
-Clientes Institucionales	56.289.681										56.289.681	148.367.033	
-Otros											-	-	
Provision Deterioro	(983.105)			(4.110.640)	(55.494)					(43.766.186)	(48.915.425)	-	
Servicios no facturados	108.875.974										108.875.974	-	
Servicios facturados	167.286.448	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	255.964.959	148.953.896	
Deudores Comerciales Distribución	258.445.348	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	270.840.322	681.231.754	33.433.797	
-Clientes Masivos	112.922.763	60.157.007	28.341.140	2.984.669	5.486.135	5.666.497	2.738.906	7.186.606	2.699.304	230.163.084	458.346.111	9.995.784	
-Grandes Clientes	94.208.438	11.240.026	4.312.588	1.311.741	1.519.470	621.819	635.550	776.703	1.015.465	38.272.310	153.914.110	4.622.940	
-Clientes Institucionales	51.314.147	6.338.337	2.934.135	1.293.357	1.398.194	1.157.657	773.970	931.972	424.836	2.404.928	68.971.533	18.815.073	
Provision Deterioro	(1.803.214)	(489.464)	(185.027)	(600.965)	(3.178.256)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(112.038.338)	(133.181.657)	(999.510)	
Servicios no facturados	150.400.140										150.400.140	-	
Servicios facturados	108.045.208	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	270.840.322	530.831.614	33.433.797	
Total Deudores Comerciales Brutos	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687	182.387.693	
Total Provision Deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(155.804.524)	(182.097.082)	(999.510)	
Total Deudores Comerciales Netos	531.821.451	79.451.219	35.487.808	8.162.991	5.663.054	4.688.637	550.409	3.206.922	2.758.510	192.184.604	863.975.605	181.388.183	

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										
	31-12-2013										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	249.737.185	5.280.033	157.913	258.987	70.393	21.226.096	1.050	118	845	56.319.709	333.052.329
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.079.880
-Otros	22.094.584	4.528.788	-	189.965	-	-	-	-	-	53.226.496	80.039.833
Cartera repactada	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	425.951.170	73.644.093	29.948.984	6.052.478	5.149.627	3.446.070	4.003.666	2.908.926	1.904.103	61.355.644	614.364.761
-Clientes Masivos	311.636.104	53.508.995	19.066.515	3.774.662	3.565.936	2.138.523	2.465.002	1.390.128	893.718	25.718.451	424.158.034
-Grandes Clientes	72.852.582	16.020.452	5.476.620	1.282.142	585.550	596.036	916.028	801.919	393.396	26.640.353	125.565.078
-Clientes Institucionales	41.462.484	4.114.646	5.405.849	995.674	998.141	711.511	622.636	716.879	616.989	8.996.840	64.641.649
Cartera repactada	6.543.349	5.514.950	2.469.529	1.544.592	1.274.610	1.148.731	1.378.146	929.456	760.394	26.399.492	47.963.249
-Clientes Masivos	5.776.933	4.440.736	1.969.835	1.077.643	916.293	807.604	665.572	576.953	509.615	12.250.195	28.991.379
-Grandes Clientes	330.434	562.054	121.596	153.729	116.431	114.959	72.024	106.674	48.985	667.747	2.294.633
-Clientes Institucionales	435.982	512.160	378.098	313.220	241.886	226.168	640.550	245.829	201.794	13.481.550	16.677.237
Total cartera bruta	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2012										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	149.809.130	742.503	47.700	4.311.860	308.432	274.643	4.577	-	311	65.515.191	221.014.347
-Grandes Clientes	109.763.097	129.281	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	18.340.890	134.088.055
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525
-Otros	21.297.508	613.222	47.065	4.305.570	225.546	1.854	4.575	-	-	47.174.301	73.669.641
Cartera repactada	6.949.761	-	-	23.314	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.949.761	-	-	23.314	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	401.021.959	77.429.817	27.647.381	7.993.913	5.044.312	4.582.334	3.367.066	2.517.908	3.124.851	85.875.311	618.604.852
-Clientes Masivos	251.266.478	57.072.064	19.013.364	4.983.221	3.635.810	2.447.625	2.471.519	1.279.985	728.086	30.917.875	376.860.271
-Grandes Clientes	99.871.222	13.443.496	5.862.624	1.745.400	686.275	832.673	378.216	496.147	604.528	32.457.853	162.290.891
-Clientes Institucionales	49.884.259	6.914.257	2.771.393	1.265.292	722.227	1.302.036	517.331	741.776	1.792.237	22.499.583	89.040.006
Cartera repactada	10.823.074	4.886.771	2.451.906	1.879.355	1.598.157	1.428.624	1.198.170	1.421.109	953.797	9.255.546	35.896.509
-Clientes Masivos	8.563.870	3.732.736	1.838.663	1.281.086	1.093.058	929.773	797.368	689.639	590.297	7.807.621	27.516.912
-Grandes Clientes	715.443	538.049	138.839	134.874	77.077	31.988	34.084	37.435	31.767	168.923	2.750.398
-Clientes Institucionales	1.543.761	615.986	474.404	463.395	428.022	466.863	366.718	694.035	331.733	1.279.002	9.539.359
Total cartera bruta	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935

Tipos de cartera	Saldo al										
	01-01-2012										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	256.097.955	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	339.497.792
-Grandes Clientes	206.702.908	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	290.102.745
-Clientes Institucionales	49.395.047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.395.047
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	257.752.969	73.571.679	25.686.650	6.803.939	7.143.144	6.367.912	2.419.405	7.811.862	3.162.199	240.651.443	631.371.202
-Clientes Masivos	116.163.607	56.976.736	19.972.917	4.801.938	5.568.695	5.865.662	1.812.061	7.121.529	2.250.787	205.359.738	425.893.670
-Grandes Clientes	93.126.921	11.031.598	3.980.710	1.152.224	1.453.185	490.552	554.707	690.333	911.412	35.291.705	148.683.347
-Clientes Institucionales	48.462.441	5.563.345	1.733.023	849.777	121.264	11.698	52.637	-	-	-	56.794.185
Cartera repactada	20.756.846	4.163.691	7.091.516	1.343.007	1.260.655	1.216.584	2.116.440	1.083.419	977.406	35.194.129	75.203.693
-Clientes Masivos	16.403.309	3.111.313	5.410.638	690.352	622.125	532.578	857.606	349.526	267.212	10.304.763	38.549.422
-Grandes Clientes	1.131.708	224.970	341.266	167.209	72.709	139.446	86.961	90.179	108.624	3.024.804	5.387.876
-Clientes Institucionales	3.221.829	827.408	1.339.612	485.446	565.821	544.560	1.171.873	643.714	601.570	21.864.562	31.266.395
Total cartera bruta	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687

ANEXO N°7 ESTADOS FINANCIEROS REEXPRESADOS:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

ACTIVOS	31-12-2012	31-12-2012	Variación	01-01-2012	01-01-2012	Variación
	(Re-expresado)	(Emitido)	al 31-12-2012	(Re-expresado)	(Emitido)	al 01-01-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo	815.832.061	857.380.018	(41.547.957)	1.187.684.209	1.219.921.268	(32.237.059)
Otros activos financieros corrientes	194.500.798	194.500.798	-	939.220	939.220	-
Otros activos no financieros corriente	103.376.711	105.919.767	(2.543.056)	69.479.673	72.466.312	(2.986.639)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	846.791.111	869.204.566	(22.413.455)	950.007.713	977.602.388	(27.594.675)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	47.570.282	33.028.911	14.541.371	61.912.486	35.282.592	26.629.894
Inventarios	76.563.085	83.479.493	(6.916.408)	70.334.841	77.925.544	(7.590.703)
Activos por impuestos corrientes	205.554.882	211.004.880	(5.449.998)	138.365.618	141.827.684	(3.462.066)
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	2.290.188.930	2.354.518.433	(64.329.503)	2.478.723.760	2.525.965.008	(47.241.248)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	2.290.188.930	2.354.518.433	(64.329.503)	2.478.723.760	2.525.965.008	(47.241.248)
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	439.018.106	439.115.917	(97.811)	37.246.770	37.355.061	(108.291)
Otros activos no financieros no corrientes	87.788.359	87.822.131	(33.772)	109.213.012	109.501.108	(288.096)
Derechos por cobrar no corrientes	202.900.342	202.977.693	(77.351)	443.128.492	443.328.450	(199.958)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	214.517.345	12.176.684	202.340.661	194.785.717	13.193.262	181.592.455
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.202.002.511	1.203.135.574	(1.133.063)	1.466.680.979	1.467.398.214	(717.235)
Plusvalía	1.391.673.952	1.399.876.589	(8.202.637)	1.468.307.108	1.476.404.126	(8.097.018)
Propiedades, planta y equipo	7.049.923.571	7.243.620.209	(193.696.638)	7.045.908.847	7.242.731.006	(196.822.159)
Propiedad de inversión	46.922.970	46.922.970	-	38.055.889	38.055.889	-
Activos por impuestos diferidos	321.556.216	327.667.440	(6.111.224)	367.036.508	379.938.628	(12.902.120)
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	10.956.303.372	10.963.315.207	(7.011.835)	11.170.363.322	11.207.905.744	(37.542.422)
TOTAL DE ACTIVOS	13.246.492.302	13.317.833.640	(71.341.338)	13.649.087.082	13.733.870.752	(84.783.670)

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2012 (Re-expresado) M\$	31-12-2012 (Emitido)	Variación al 31-12-2012	01-01-2012 (Re-expresado) M\$	01-01-2012 (Emitido)	Variación al 01-01-2012
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	658.423.302	670.182.208	(11.758.906)	660.562.558	672.082.338	(11.519.780)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	1.194.851.750	1.213.259.735	(18.407.985)	1.213.388.313	1.235.064.459	(21.676.146)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	150.259.507	146.827.411	3.432.096	160.358.684	157.177.638	3.181.046
Otras provisiones corrientes	89.730.702	91.130.695	(1.399.993)	99.189.386	99.702.654	(513.268)
Pasivos por impuestos corrientes	169.545.538	173.136.710	(3.591.172)	232.246.173	235.853.242	(3.607.069)
Otros pasivos no financieros corrientes	83.919.926	86.575.476	(2.655.550)	56.288.910	60.653.304	(4.364.394)
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	2.346.730.725	2.381.112.235	(34.381.510)	2.422.034.024	2.460.533.635	(38.499.611)
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	2.346.730.725	2.381.112.235	(34.381.510)	2.422.034.024	2.460.533.635	(38.499.611)
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	2.928.119.869	2.928.119.869	-	3.271.355.293	3.271.355.293	-
Otras cuentas por pagar no corrientes	14.257.438	14.257.438	-	14.304.607	14.304.607	-
Otras provisiones no corrientes	176.575.035	177.078.989	(503.954)	202.015.839	202.573.641	(557.802)
Pasivo por impuestos diferidos	501.127.697	519.026.046	(17.898.349)	482.260.262	508.438.255	(26.177.993)
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	256.161.368	265.067.889	(8.906.521)	269.353.075	277.526.013	(8.172.938)
Otros pasivos no financieros no corrientes	65.313.125	69.402.596	(4.089.471)	96.722.791	102.985.451	(6.262.660)
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	3.941.554.532	3.972.952.827	(31.398.295)	4.336.011.867	4.377.183.260	(41.171.393)
TOTAL PASIVOS	6.288.285.257	6.354.065.062	(65.779.805)	6.758.045.891	6.837.716.895	(79.671.004)
PATRIMONIO						
Capital emitido	2.824.882.835	2.824.882.835	-	2.824.882.835	2.824.882.835	-
Ganancias acumuladas	2.421.278.841	2.421.278.841	-	2.232.968.880	2.232.968.880	-
Primas de emisión	158.759.648	158.759.648	-	158.759.648	158.759.648	-
Otras reservas	(1.511.122.753)	(1.511.122.753)	-	(1.320.882.757)	(1.320.882.757)	-
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.893.798.571	3.893.798.571	-	3.895.728.606	3.895.728.606	-
Participaciones no controladoras	3.064.408.474	3.069.970.007	(5.561.533)	2.995.312.585	3.000.425.251	(5.112.666)
PATRIMONIO TOTAL	6.958.207.045	6.963.768.578	(5.561.533)	6.891.041.191	6.896.153.857	(5.112.666)
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	13.246.492.302	13.317.833.640	(71.341.338)	13.649.087.082	13.733.870.752	(84.783.670)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	enero - diciembre			enero - diciembre		
	2012 (Re-expresado) M\$	2012 (Emitido) M\$	Variación 2012 M\$	2011 (Re-expresado) M\$	2011 (Emitido) M\$	Variación 2011 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	6.182.123.698	6.260.309.229	(78.185.531)	6.107.142.811	6.254.252.089	(147.109.278)
Otros ingresos, por naturaleza	313.829.750	317.358.085	(3.528.335)	279.457.083	280.628.255	(1.171.172)
Total de Ingresos	6.495.953.448	6.577.667.314	(81.713.866)	6.386.599.894	6.534.880.344	(148.280.450)
Materias primas y consumibles utilizados	(3.695.022.919)	(3.717.125.487)	22.102.568	(3.450.163.125)	(3.538.434.729)	88.271.604
Margen de Contribución	2.800.930.529	2.860.541.827	(59.611.298)	2.936.436.769	2.996.445.615	(60.008.846)
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	48.667.382	48.853.687	(186.305)	49.921.196	50.173.112	(251.916)
Gastos por beneficios a los empleados	(409.179.836)	(416.345.140)	7.165.304	(371.753.777)	(378.552.126)	6.798.349
Gasto por depreciación y amortización	(434.483.734)	(442.854.723)	8.370.989	(416.864.931)	(424.900.036)	8.035.105
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(42.612.727)	(43.105.193)	492.466	(136.119.203)	(136.157.459)	38.256
Otros gastos por naturaleza	(492.558.847)	(510.125.910)	17.567.063	(522.693.103)	(540.698.397)	18.005.294
Resultado de Explotación	1.470.762.767	1.496.964.548	(26.201.781)	1.538.926.951	1.566.310.709	(27.383.758)
Otras ganancias (pérdidas)	15.186.412	14.831.474	354.938	(4.731.186)	(4.814.294)	83.108
Ingresos financieros	232.129.980	264.709.235	(32.579.255)	194.545.840	233.612.869	(39.067.029)
Costos financieros	(419.888.938)	(453.447.437)	33.558.499	(423.128.515)	(465.411.363)	42.282.848
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	30.381.936	9.845.902	20.536.034	26.891.233	8.465.904	18.425.329
Diferencias de cambio	(16.126.401)	(14.768.878)	(1.357.523)	20.124.044	20.305.690	(181.646)
Resultado por unidades de reajuste	(12.756.868)	(12.681.628)	(75.240)	(25.206.927)	(25.092.203)	(114.724)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.299.688.888	1.305.453.216	(5.764.328)	1.327.421.440	1.333.377.312	(5.955.872)
Gasto por impuestos a las ganancias	(406.675.920)	(411.891.234)	5.215.314	(455.469.317)	(460.836.692)	5.367.375
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	893.012.968	893.561.982	(549.014)	871.952.123	872.540.620	(588.497)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	893.012.968	893.561.982	(549.014)	871.952.123	872.540.620	(588.497)
Ganancia (pérdida) atribuible a						
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	377.350.521	377.350.521	-	375.471.254	375.471.254	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	515.662.447	516.211.461	(549.014)	496.480.869	497.069.366	(588.497)
GANANCIA (PÉRDIDA)	893.012.968	893.561.982	(549.014)	871.952.123	872.540.620	(588.497)
Ganancia por acción básica						
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-
Ganancias por acción diluidas						
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	11,56	11,56	-	11,50	11,50	-

Estado de Flujo de Efectivo Directo	enero - diciembre			enero - diciembre		
	2012 (Re-expresado) M\$	2012 (Emitido) M\$	Variación 2012 M\$	2011 (Re-expresado) M\$	2011 (Emitido) M\$	Variación 2011 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	7.421.957.070	7.496.002.995	(74.045.925)	7.554.155.043	7.725.639.255	(171.484.212)
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	93.605.931	92.758.277	847.654	86.290.041	86.290.041	-
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	5.903.050	5.903.050	-	-	-	-
Otros cobros por actividades de operación	384.127.217	386.071.748	(1.944.531)	251.484.266	256.467.291	(4.983.025)
Clases de pagos						
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(3.899.057.207)	(3.934.574.455)	35.517.248	(3.804.072.531)	(3.942.239.405)	138.166.874
Pagos a y por cuenta de los empleados	(400.061.812)	(409.539.542)	9.477.730	(349.702.202)	(358.459.354)	8.757.152
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(8.066.513)	(9.397.983)	1.331.470	(5.627.373)	(5.742.211)	114.838
Otros pagos por actividades de operación	(1.351.575.914)	(1.352.330.115)	754.201	(1.544.218.673)	(1.545.840.676)	1.622.003
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(452.305.887)	(457.738.318)	5.432.431	(358.664.017)	(361.092.038)	2.428.021
Otras entradas (salidas) de efectivo	(251.163.500)	(256.517.095)	5.353.595	(156.398.224)	(156.576.437)	178.213
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.543.362.435	1.560.638.562	(17.276.127)	1.673.246.330	1.698.446.466	(25.200.136)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión						
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	-	-	-	12.662.234	12.662.234	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	(7.140.000)	-	(7.140.000)	(4.058.192)	-	(4.058.192)
Préstamos a entidades relacionadas	-	-	-	(1.326.000)	(25.500)	(1.300.500)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	918.437	918.437	-	6.041.469	6.048.912	(7.443)
Compras de propiedades, planta y equipo	(517.233.484)	(527.630.629)	10.397.145	(484.028.401)	(495.958.729)	11.930.328
Importes procedentes de ventas de activos intangibles	-	-	-	8.965.592	8.965.592	-
Compras de activos intangibles	(187.197.935)	(187.490.636)	292.701	(187.551.511)	(187.864.119)	312.608
Importes procedentes de otros activos a largo plazo	-	-	-	-	-	-
Compras de otros activos a largo plazo	(2.859.668)	(2.859.668)	-	(2.183.333)	(2.183.333)	-
Cobros a entidades relacionadas	2.600.730	-	2.600.730	-	-	-
Dividendos recibidos	7.539.711	7.539.711	-	4.025.233	4.025.233	-
Intereses recibidos	56.681.895	56.687.582	(5.687)	19.611.804	19.611.804	-
Otras entradas (salidas) de efectivo	(674.255)	(674.255)	-	10.748.226	10.748.226	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(842.136.080)	(848.280.969)	6.144.889	(616.459.117)	(623.335.918)	6.876.801
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación						
Total importes procedentes de préstamos	501.199.355	508.817.790	(7.618.435)	643.919.707	646.273.100	(2.353.393)
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	400.797.521	400.797.521	-	525.077.859	525.077.859	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	100.401.834	108.020.269	(7.618.435)	118.841.848	121.195.241	(2.353.393)
Préstamos de entidades relacionadas	-	-	-	18.257.300	9.128.650	9.128.650
Pagos de préstamos	(645.675.778)	(651.209.149)	5.533.371	(617.735.935)	(629.404.409)	11.668.474
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(25.491.730)	(25.491.730)	-	(11.478.851)	(11.478.851)	-
Dividendos pagados	(547.081.888)	(547.081.888)	-	(648.107.205)	(648.107.205)	-
Intereses pagados	(253.478.855)	(254.327.622)	848.767	(245.683.421)	(248.096.873)	2.413.452
Otras entradas (salidas) de efectivo	(41.745.935)	(42.791.188)	1.045.253	(14.511.368)	(9.743.963)	(4.767.405)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(1.012.274.831)	(1.012.083.787)	(191.044)	(875.339.773)	(891.429.551)	16.089.778
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de	(311.048.476)	(299.726.194)	(11.322.282)	181.447.440	183.680.997	(2.233.557)
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	(60.803.672)	(62.815.056)	2.011.384	76.040.491	75.518.996	521.495
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(371.852.148)	(362.541.250)	(9.310.898)	257.487.931	259.199.993	(1.712.062)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.187.684.209	1.219.921.268	(32.237.059)	930.196.278	961.355.037	(31.158.759)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	815.832.061	857.380.018	(41.547.957)	1.187.684.209	1.220.555.030	(32.870.821)