
**Gerencia Regional de Contabilidad
Subgerencia de Consolidación y Reporting
Area de Consolidación y Reporting**

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al periodo terminado
al 30 de Septiembre de 2013**

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 2 secciones:

- Estados Financieros Consolidados**
- Notas a los Estados Financieros Consolidados**

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de septiembre de 2013 (no auditado), 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.323.798.868	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	6	633.979.121	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros corriente		115.660.734	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	848.141.858	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	56.247.779	47.570.282	61.912.486
Inventarios	9	68.064.706	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	10	217.435.183	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		3.263.328.249	2.290.188.930	2.478.723.760
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-	-
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		3.263.328.249	2.290.188.930	2.478.723.760
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos financieros no corrientes	6	501.879.331	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes		79.153.019	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	7	230.346.675	202.900.342	443.128.492
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	8	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	233.585.103	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.145.674.336	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	14	1.371.273.721	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	15	7.151.518.920	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	16	45.592.756	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	17	228.218.861	321.556.216	367.036.508
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		10.987.242.722	10.956.303.372	11.170.363.322
TOTAL DE ACTIVOS		14.250.570.971	13.246.492.302	13.649.087.082

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de septiembre de 2013 (no auditado), 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros corrientes	18	957.259.468	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.024.365.108	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	68.126.122	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	22	85.771.645	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	10	152.081.959	169.545.538	232.246.173
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		92.105.970	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		2.379.710.272	2.346.730.725	2.422.034.024
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.379.710.272	2.346.730.725	2.422.034.024
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.581.139.004	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	20.529.061	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	190.085.627	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	17	394.996.260	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	243.021.408	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes		44.793.168	65.313.125	96.722.791
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		3.474.564.528	3.941.554.532	4.336.011.867
TOTAL PASIVOS		5.854.274.800	6.288.285.257	6.758.045.891
PATRIMONIO				
Capital emitido	24.1	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.813.985.401	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(2.481.097.534)	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.160.928.240	3.893.798.571	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	24.6	2.235.367.931	3.064.408.474	2.995.312.585
PATRIMONIO TOTAL		8.396.296.171	6.958.207.045	6.891.041.191
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		14.250.570.971	13.246.492.302	13.649.087.082

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2013 M\$	2012 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	4.207.543.899	4.656.891.035	1.361.897.005	1.521.788.546
Otros ingresos, por naturaleza	25	385.911.079	180.978.608	73.957.419	64.777.360
Total de Ingresos		4.593.454.978	4.837.869.643	1.435.854.424	1.586.565.906
Materias primas y consumibles utilizados	26	(2.281.414.121)	(2.760.343.039)	(660.484.131)	(873.337.479)
Margen de Contribución		2.312.040.857	2.077.526.604	775.370.293	713.228.427
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		42.686.119	35.862.044	14.783.408	12.526.588
Gastos por beneficios a los empleados	27	(345.229.430)	(297.406.135)	(115.230.053)	(93.786.860)
Gasto por depreciación y amortización	28	(328.251.599)	(325.137.374)	(122.636.579)	(111.355.910)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(57.135.263)	(22.722.131)	(41.204.679)	(5.232.504)
Otros gastos por naturaleza	29	(375.352.138)	(360.457.090)	(127.953.716)	(112.140.907)
Resultado de Explotación		1.248.758.546	1.107.665.918	383.128.674	403.238.834
Otras ganancias (pérdidas)	30	13.182.735	4.502.023	5.743.965	2.713.511
Ingresos financieros	31	194.274.696	121.684.522	52.164.452	32.362.048
Costos financieros	31	(312.267.179)	(337.793.881)	(106.856.745)	(104.299.431)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	14.635.969	22.270.256	4.240.003	6.021.573
Diferencias de cambio	31	(18.314.673)	(15.401.419)	(16.900.187)	(5.396.443)
Resultado por unidades de reajuste	31	(6.407.351)	(6.919.591)	(6.243.498)	992.414
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.133.862.743	896.007.828	315.276.664	335.632.506
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(331.238.389)	(262.084.139)	(74.958.547)	(90.423.918)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		802.624.354	633.923.689	240.318.117	245.208.588
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		802.624.354	633.923.689	240.318.117	245.208.588
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		467.900.613	264.557.423	145.544.585	101.936.569
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		334.723.741	369.366.266	94.773.532	143.272.019
GANANCIA (PÉRDIDA)		802.624.354	633.923.689	240.318.117	245.208.588
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	9,53	8,10	2,96	3,12
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	9,53	8,10	2,96	3,12
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	9,53	8,10	2,96	3,12
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	9,53	8,10	2,96	3,12

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2013 M\$	2012 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		802.624.354	633.923.689	240.318.117	245.208.588
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		116.183	203.747	192.711	95.326
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		116.183	203.747	192.711	95.326
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(138.181.384)	(438.566.748)	(55.900.326)	(244.288.417)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		277	(315)	(345)	(1.176)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		6.934.874	(2.579.872)	3.369.523	(2.190.234)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(51.992.057)	63.642.964	938.826	38.491.513
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(183.238.290)	(377.503.971)	(51.592.322)	(207.988.314)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(183.122.107)	(377.300.224)	(51.399.611)	(207.892.988)
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		(23.237)	33.297	(38.543)	66.748
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		(23.237)	33.297	(38.543)	66.748
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		8.302.139	(13.352.141)	(4.518.916)	(10.245.495)
Impuestos a las ganancias relacionados con activos financieros disponibles para la venta		(56)	(8)	68	138
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		8.302.083	(13.352.149)	(4.518.848)	(10.245.357)
Total Otro resultado integral		(174.843.261)	(390.619.076)	(55.957.002)	(218.071.597)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		627.781.093	243.304.613	184.361.115	27.136.991
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		367.274.417	55.685.072	102.949.382	12.856.187
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		260.506.676	187.619.541	81.411.733	14.280.804
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		627.781.093	243.304.613	184.361.115	27.136.991

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012 (no auditados)

(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)									467.900.613	467.900.613	334.723.741	802.624.354
Otro resultado integral			(81.310.449)	(19.591.802)	276.051	4	-	(100.626.196)		(100.626.196)	(74.217.065)	(174.843.261)
Resultado integral										367.274.417	260.506.676	627.781.093
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503							-	2.845.858.393		2.845.858.393
Dividendos									(75.470.104)	(75.470.104)		(75.470.104)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(276.051)	-	(869.072.534)	(869.348.585)	276.051	(870.533.037)	(1.089.547.219)	(1.960.080.256)
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(81.310.449)	(19.591.802)	-	4	(869.072.534)	(969.974.781)	392.706.560	2.267.129.669	(829.040.543)	1.438.089.126
Saldo Final al 30/09/2013	5.669.280.725	158.759.648	(122.030.508)	8.002.226	-	13.651	(2.367.082.903)	(2.481.097.534)	2.813.985.401	6.160.928.240	2.235.367.931	8.396.296.171
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)									264.557.423	264.557.423	369.366.266	633.923.689
Otro resultado integral			(239.461.323)	30.358.385	230.882	(323)	28	(208.872.351)		(208.872.351)	(181.746.725)	(390.619.076)
Resultado integral										55.685.072	187.619.541	243.304.613
Dividendos									(154.460.263)	(154.460.263)		(154.460.263)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	(230.882)	-	(824.692)	(1.055.574)	230.882	(824.692)	(276.038.110)	(276.862.802)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(239.461.323)	30.358.385	-	(323)	(824.664)	(209.927.925)	110.328.042	(99.599.883)	(88.418.569)	(188.018.452)
Saldo Final al 30/09/2012	2.824.882.835	158.759.648	(62.838.655)	30.048.120	-	13.513	(1.498.033.660)	(1.530.810.682)	2.343.296.922	3.796.128.723	2.906.894.016	6.703.022.739

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012 (no auditados)

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre	
		2013 M\$	2012 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		5.109.538.765	5.715.244.553
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		73.023.140	65.925.840
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		74.183.266	-
Otros cobros por actividades de operación		388.133.512	257.126.005
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.852.810.074)	(3.155.836.090)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(330.199.654)	(303.621.010)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(5.641.655)	(3.739.092)
Otros pagos por actividades de operación		(905.533.734)	(1.029.474.989)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(333.633.976)	(372.866.285)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(178.760.306)	(183.423.727)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.038.299.284	989.335.205
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(5.084.700)	(5.610.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		436.883.936	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(854.634.261)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(2.397.000)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		7.448.769	400.344
Compras de propiedades, planta y equipo		(423.805.252)	(367.008.983)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	-
Compras de activos intangibles		(126.443.099)	(141.953.154)
Compras de otros activos a largo plazo		(1.904.479)	(2.346.720)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		1.080.089	-
Cobros a entidades relacionadas		2.447.705	-
Dividendos recibidos		7.824.028	6.848.284
Intereses recibidos		63.053.700	43.443.386
Otras entradas (salidas) de efectivo		(8.578.915)	(21.711.387)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(904.109.479)	(487.938.230)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		1.126.116.951	-
Total importes procedentes de préstamos		332.642.143	328.547.838
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		302.030.654	238.472.940
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		30.611.489	90.074.898
Préstamos de entidades relacionadas		693.084	-
Pagos de préstamos		(465.506.780)	(534.506.357)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(7.117.645)	(7.417.374)
Dividendos pagados		(385.434.641)	(437.636.861)
Intereses pagados		(173.765.835)	(203.250.557)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(29.281.451)	(21.153.824)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		398.345.826	(875.417.135)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		532.535.631	(374.020.160)
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		(24.568.824)	(68.871.857)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		507.966.807	(442.892.017)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	815.832.061	1.187.684.209
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	1.323.798.868	744.792.192

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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.....	16
2.4	Entidades filiales.....	16
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	17
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	17
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	17
2.5	Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos	17
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	17
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	19
a)	Propiedades, plantas y equipos.....	19
b)	Propiedad de inversión.....	21
c)	Plusvalía.....	21
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	22
d.1)	Concesiones.....	22
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	23
d.3)	Otros activos intangibles.....	23
e)	Deterioro del valor de los activos.....	23
e.1)	Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).....	23
e.2)	Activos financieros.....	24
f)	Arrendamientos.....	24
g)	Instrumentos financieros.....	25
g.1)	Activos financieros no derivados.....	25
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	26
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	26
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.....	26
g.5)	Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.....	27
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	27
h)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	28
i)	Inventarios.....	28
j)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	28
k)	Acciones propias en cartera.....	29
l)	Provisiones.....	29
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	29
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	29
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	30
o)	Impuesto a las ganancias.....	30
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	30
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	31
r)	Dividendos.....	31
s)	Sistemas de retribución basados en acciones.....	31
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	32
u)	Estado de flujos de efectivo.....	32
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	33
4.1	Generación:.....	33
4.2	Distribución:.....	37

5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	40
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	41
7.	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	42
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	44
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	44
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	44
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	45
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	46
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia	47
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	48
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	48
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	49
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	49
9.	INVENTARIOS.....	51
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	51
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	52
12.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	53
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	53
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	56
14.	PLUSVALÍA.....	58
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	60
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	64
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	64
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	66
18.1	Préstamos que devengan intereses.....	67
18.2	Obligaciones No Garantizadas	70
18.3	Obligaciones Garantizadas.....	71
18.4	Deuda de cobertura.....	75
18.5	Otros aspectos.....	75
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	76
19.1.	Riesgo de tasa de interés.....	76
19.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	77
19.3.	Riesgo de commodities.....	77
19.4.	Riesgo de liquidez.....	78
19.5.	Riesgo de crédito.....	78
19.6.	Medición del riesgo.....	78
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	80
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	80
20.2	Instrumentos derivados.....	81
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	83
21.	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	85
22.	PROVISIONES.....	86
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	87
23.1	Aspectos generales:	87
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	87
24.	PATRIMONIO.....	91
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	91
24.2	Reservas por Diferencias de conversión.....	93
24.3	Gestión del capital.....	93
24.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	93
24.5	Otras Reservas.....	93

24.6 Participaciones no controladoras	95
25. INGRESOS.....	96
26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	96
27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	97
28. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	97
29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	97
30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	98
31. RESULTADO FINANCIERO.....	98
32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	99
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	100
33.1 Criterios de segmentación.....	100
33.2 Generación ,distribución y otros.....	101
33.3 Países.....	104
33.4 Generación y distribución por países.....	107
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	113
34.1 Garantías directas.....	113
34.2 Garantías Indirectas.....	113
34.3 Litigios y arbitrajes.....	114
34.4 Restricciones financieras.....	127
34.5 Otras informaciones.....	132
35. DOTACIÓN.....	133
36. SANCIONES.....	133
37. HECHOS POSTERIORES.....	142
PEHUENCHE.....	142
38. MEDIO AMBIENTE.....	143
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ASOCIADAS.....	143
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:.....	145
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:.....	149
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:.....	150
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:.....	151
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	156
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:.....	158
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:.....	161

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013. (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 11.489 trabajadores al 30 de septiembre de 2013. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2013 fue de 11.226 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

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 intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda de presentación de la Sociedad Matriz. 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 intermedios de Enersis y filiales al 30 de septiembre de 2013, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), considerando específicamente los requerimientos de la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 “Información Financiera Intermedia” (NIC 34), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 30 de octubre de 2013.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 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 periodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012.

Estos estados financieros consolidados intermedios 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 intermedios 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>
<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>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<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 periodo comparativo precedente. Por otra parte, para revelaciones relacionadas con entidades estructuras no consolidadas, las enmiendas remueven el requerimiento de presentar información comparativa para periodos anteriores a la primera aplicación de NIIF 12.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>

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 intermedios 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 el periodo finalizado al 30 de septiembre de 2012 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, atribuibles a los propietarios de la sociedad controladora.

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)

Estados de Situación Financiera Consolidados	31-12-2012 M\$	01-01-2012 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	30-09-2012 M\$
Ingresos	(58.440.907)
Aprovisionamiento y Servicios	15.538.400
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	(42.902.507)
Resultado Bruto de Explotación	(25.598.087)
Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro	6.254.270
Resultado Explotación	(19.343.817)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(5.352.157)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(485.728)
GANANCIA (PÉRDIDA)	(485.728)

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado	30-09-2012 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(17.495.940)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	5.093.246
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	4.080.005
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2.689.138
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	(32.237.059)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	(37.870.610)

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 intermedios, 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>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2015.</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>
<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>

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 intermedios 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 intermedios 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.I.1 y 23).
- 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 20).
- 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.I).
- 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 intermedios, 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 intermedios, 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 nota 24.1.1).

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.

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 intermedios, 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, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de razonable. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
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 24.2).
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 24.5).
5. Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado 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 las empresas de origen, 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, plantas y equipos.**

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 periodo 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 6,4% y un 9,41%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 20.865.781 y M\$ 21.108.541 durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 31).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 32.426.125 y M\$ 23.462.302 durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012, 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. 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 22).
- 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 24.5).

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 se revisa 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 sobre Concesión de Servicios”, norma 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, nuestra 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, plantas y equipos se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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 16.

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 y pasivos adquiridos 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 y pasivos adquiridos 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 24.5 y 14).

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 30 de septiembre 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.

La CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. 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 periodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2013 y 2012, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 10.259.994 y M\$ 12.399.742, respectivamente.

Nuestras filiales 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	15 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	3 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por nuestras filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponibles para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 7).

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 30 de septiembre de 2013 y 2012 ascendió a M\$ 1.246.273 y M\$ 826.869, 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 de mercado 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 2012 y 2011, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

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

País	Moneda	2012		2011	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,0%	14,6%	8,0%	10,1%
Argentina	Peso argentino	26,0%	29,0%	23,0%	26,0%
Brasil	Real brasileño	9,5%	18,0%	9,5%	11,6%
Perú	Nuevo sol peruano	7,6%	12,5%	7,3%	9,3%
Colombia	Peso colombiano	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, tanto en nuestro segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, 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.
- 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.

f) Arrendamientos.

El Grupo aplica CINIIF 4 para evaluar si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento. 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.

El Grupo Enersis evalúa el fondo económico de los contratos que otorgan el derecho de uso de determinados activos, con el objeto de determinar la existencia de arrendamientos implícitos. En estos casos, la compañía separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables relativos, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

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 12) y las mantenidas para la venta (ver Nota 11), 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.
- **Inversiones 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 6).

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 de mercado 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 20, 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 los procedimientos antes descritos, el Grupo clasifica los instrumentos financieros en las siguientes jerarquías:

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 reteniéndolos, 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 sociedades asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

El método de participación consiste en registrar 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.

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 y los grupos sujetos a desapropiación (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 en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas". Al 30 de septiembre de 2013 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el periodo de 2013 ni durante ejercicio 2012 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 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 resultado 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 tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías 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 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 el periodo terminado al 30 de septiembre de 2013 y ejercicio 2012, 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" o 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 8.3).

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, entendiéndose por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios 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. 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.

4.1 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 tendrá 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 otra, que a día de hoy está pendiente de publicación en el Diario Oficial, denominada 20/25. La nueva normativa aprobada 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.

Además de esta normativa recientemente aprobada, hay diversos proyectos de Ley en trámite relacionados con el sector eléctrico, entre los que se encuentran:

i) Proyecto de ley que regula la carretera eléctrica: Busca facilitar el desarrollo de capacidad de transmisión eléctrica con una mayor holgura. Establece que en el estudio de transmisión troncal (ETT) se definirán las líneas de utilidad pública, de entre las cuales el Estado definirá las que pasen a integrar la llamada carretera eléctrica, las que se diseñarán con mayores holguras. El trazado de dichas líneas será recomendado por un consultor licitado por el Estado. Las holguras que resulten de la planificación para dar acceso a potenciales nuevas zonas de generación serán financiadas por la demanda.

Proyecto de modificación del Net metering. Este proyecto busca modificar la Ley N° 20.571 con el objeto de incentivar el desarrollo de generadoras residenciales y que ésta pueda aplicarse a todos los sistemas eléctricos del país. Se busca que consumidores, comunidades, edificios, comerciantes y pobladores en sectores rurales, entre otros, tengan la posibilidad de instalar paneles fotovoltaicos, operar pequeñas unidades de generación eólica y aprovechar pequeñas caídas de agua, de manera de producir energía eléctrica. Estas mini-pymes se denominan BT1 y pueden generar un máximo de 10 kW. La energía generada por los clientes BT1 sería cancelada por el distribuidor al mismo precio que esta empresa le cobra a dicho generador residencial por consumir electricidad, debiendo ser cancelada en forma mensual, semestral o anual, según se acuerde.

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.

Tanto 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 Provsoria 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% para el periodo 2008 – 2013 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 cumplirlas. 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 se encuentran en revisión, pues está en tramitación parlamentaria un proyecto de ley que regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional para fomentar el ahorro y la eficiencia energética.

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 MWh. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a 12 pesos, aproximadamente 1/3 del valor pagado antes de la crisis.

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 las generadoras del Grupo (Endesa Costanera, Central Dock Sud 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 Nº 10.848/2004 y del Decreto Nº 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.

4.2 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 Nº 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 tarifas normales (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, 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 una nueva metodología para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución, fijó un nuevo valor para dicha tasa y expidió una nueva 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 hasta octubre de 2013 o hasta que la Comisión apruebe nuevos cargos. Durante 2011 la CREG realizó un estudio sobre el índice de productividad de la actividad de comercialización y emitió las resoluciones definitivas del Reglamento de Comercialización y de los planes de gestión de pérdidas. Durante 2012 la CREG estableció los índices anuales de pérdidas en baja tensión que serán reconocidos tarifariamente a Codensa durante los próximos 5 años.

El 10 de mayo de 2013, la CREG emitió para consulta de los agentes la metodología con la que se realizará el próximo ciclo de revisiones de tarifa, que se aplicará desde noviembre 2013.

En Argentina, las tarifas estuvieron congeladas después del default del país en 2001. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se efectuó hasta la fecha el único 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. Esta medida produce 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 del Contrato de Concesión.

- 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. 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.

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 26 de octubre. 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.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Efectivo en caja	403.804	16.711.222	1.011.166
Saldos en bancos	219.158.366	329.458.672	265.665.749
Depósitos a corto plazo	966.386.210	337.995.782	380.497.446
Otros instrumentos de renta fija	137.850.488	131.666.385	540.509.848
Total	1.323.798.868	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. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

Moneda	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
\$ Chilenos	557.592.164	214.392.882	533.573.465
\$ Arg	11.376.231	13.138.835	27.058.157
\$ Col	402.519.558	319.900.498	267.476.853
Real	310.779.809	195.713.685	278.155.164
Soles	32.768.912	58.875.208	38.902.348
US\$	8.762.194	13.810.953	42.518.222
Total	1.323.798.868	815.832.061	1.187.684.209

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

Desapropiaciones de subsidiarias	30-09-2013 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

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al					
	Corrientes			No corrientes		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	-	4.075.913	4.147.129	3.998.401
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	-	31.745	31.468	86.852
Inversiones financieras disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	-	429.541.706	375.227.434	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	431.601.570	-	-	39.791.878	27.045.746	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	3.972.742	51.876	748.078	28.438.089	32.384.466	12.178.355
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	184.974.695	194.196.327	-	-	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	13.430.114	-	47.504	-	-	-
Otros activos	-	252.595	143.638	-	181.863	189.202
Total	633.979.121	194.500.798	939.220	501.879.331	439.018.106	37.246.770

(*) ver nota 20.1.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 inversiones financieras disponibles para la venta (ver notas 3.g, 6 y 7). 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.

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre 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					
	30-09-2013		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	1.004.656.071	230.346.675	1.004.632.881	202.900.342	1.133.430.884	444.128.002
Deudores comerciales, bruto	862.613.837	188.465.997	883.120.935	163.265.685	1.046.072.687	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	142.042.234	41.880.678	121.511.946	39.634.657	87.358.197	261.740.309

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al					
	30-09-2013		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	848.141.858	230.346.675	846.791.111	202.900.342	950.007.713	443.128.492
Deudores comerciales, neto	711.668.499	188.465.997	737.079.414	163.265.685	863.975.605	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	136.473.359	41.880.678	109.711.697	39.634.657	86.032.108	261.740.309

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 28.024.159 (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 ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ 102.437.672 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 6).

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 periodo terminado al 30 de septiembre de 2013 y 2012.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 8.1.

b) Al 30 de septiembre 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		
	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	64.685.236	129.206.102	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	25.692.169	11.822.289	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	16.924.105	22.832.886	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	186.388.160	123.065.090	114.487.265
Total	293.689.670	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 (*)	21.423.150
Montos castigados	(14.071.493)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(8.679.214)
Saldo al 30 de septiembre de 2013	156.514.213

(*) Ver nota 28 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 19.5).

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.

8. 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..

8.1 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		
							30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012	30-09-2013	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	-	34.666	208.118	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	21.397.171	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	12.101	43.591	30.857	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso 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	2.898	-	-	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	7	22.457	107	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	7	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	53.856	71.721	-	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	662.997	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	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A.	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	1.151.025	-	-	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	361.604	771.985	8.926.072	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	574.451	546.833	591.541	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	420.656	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	544.201	213	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	14.135.221	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	4.757	292.518	270.458	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.087.544	358.491	5.574.593	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	273.938	307.638	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	15.433.520	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	-	784.741	-	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	41.750	36.340	-	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17.256	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.983	-	-	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	242.363	42.019	317.563	-	-	-
			Total				56.247.779	47.570.282	61.912.486			

(*) Ver nota 20.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

(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		
							30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012	30-09-2013	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	94.511	105.569	130.841	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	218	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	51.052.793	-	-	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.217.494	216.029	182.599	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.231	15.896	60.659	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	112.691	109.529	152.402	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	56.828	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	443.967	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	8.861.341	4.556.927	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	-	32.200	-	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cie Mercantil	Menos de 90 días	-	-	846	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	5.512	34.487	124.977	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	14.320	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	506.254	37.551	44.705	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	119.464	48.086	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	45.188	7.402	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	642.571	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	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	80.928	-	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	604.665	-	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	3.017.881	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	201.629	158.713	202.613	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	901.484	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	1.279	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	Más de 90 días	98	-	-	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	77.275	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	222.468	-	-	-
Total							68.126.122	150.259.507	160.358.684	-	-	-

(*) Ver nota 20.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

(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	30-09-2013 Totales M\$	30-09-2012 Totales M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	-	(4.343.985)
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	196.969
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	-	170.287
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	35.262	40.601
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(1.071.061)	(15.493)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otras prestaciones de servicios	(289.572)	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(38.488.373)	(15.128.681)
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
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(63.007.523)	(112.614.683)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(25.305.626)	(25.579.742)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	769.402	220.493
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	27.229	14.277
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	196.547	683.962
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	2.322.817	482.954
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	52.591
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(956.297)	(839.149)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(87.769)	(730.478)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	206.570	7.200
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.867.712)	(1.469.098)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	285.973	77.742
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	(1.151.118)	(88.428)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.059.330)	(1.500.907)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(319.262)	(576.766)
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(16.708.358)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Compras de Energía	-	(2.674.732)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	-	(4.437)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	2.671.924
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	(328.296)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	95.269	39.075
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	236.173	439.159
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	24.340	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	6.854.353	6.324.960
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	139.923	84.700
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	1.932.412	1.969.260
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	661.877	374.380
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.028.802)	(572.792)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	46.444	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	4.757	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(5.384.245)	(5.928.257)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	(15.102.696)	(15.264.459)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	95.370	112.830
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	357.460	647.199
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	(112.540)	(200.500)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(921.938)	(935.911)
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(733.274)	-
Total					(124.197.789)	(191.679.744)

(1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

(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.

8.2 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 30 de septiembre 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 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 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 liquidación de la remuneración variable se pagará 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 30 de septiembre de 2013 y 2012:

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2013			
			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 - septiembre 2013	87.034	-	-
	Extranjero Borja Prado Eulate (1)	Vicepresidente	abril - septiembre 2013	35.056	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - septiembre 2013	18.639	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - septiembre 2013	28.947	-	8.505
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - septiembre 2013	43.517	-	12.786
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2013	41.993	-	11.958
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios (1)	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
	Extranjero Andrea Brentan (2)	Director	enero - septiembre 2013	-	-	-
	Extranjero Luigi Ferraris (1) (2)	Director	abril - septiembre 2013	-	-	-
TOTAL				275.332	-	33.249

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2012			
			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 - septiembre 2012	79.710	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - septiembre 2012	39.855	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - septiembre 2012	40.262	-	11.773
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - septiembre 2012	40.669	-	12.181
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2012	40.669	-	12.181
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - septiembre 2012	39.855	-	-
TOTAL				281.020	-	36.135

(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 Brentan 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.

8.3 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	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Remuneración	1.974.719	2.030.682
Beneficios a corto plazo para los empleados	520.426	926.134
Otros beneficios a largo plazo	249.377	481.658
Total	2.744.522	3.438.474

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.

8.4 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 periodo en que el personal clave relacionado a este plan presta servicios Enersis.

9. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Mercaderías	9.740.478	5.010.620	2.575.623
Suministros para la producción	29.296.457	41.288.494	35.893.349
Otros inventarios (*)	29.027.771	30.263.971	31.865.869
Total	68.064.706	76.563.085	70.334.841
Detalle de otros inventarios			
(*) Otros inventarios	29.027.771	30.263.971	31.865.869
Inventarios para proyectos y repuestos	22.674.229	20.962.944	19.933.881
Materiales eléctricos	6.353.542	9.301.027	11.931.988

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de septiembre de 2013 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 309.855.895 (M\$ 588.259.813 al 30 de septiembre de 2012). Ver nota 26.

Al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Pagos provisionales mensuales	91.449.619	57.875.497	84.423.571
IVA crédito fiscal	93.917.737	74.704.027	35.861.059
Crédito por utilidades absorbidas	21.258.129	60.335.643	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	282.723	235.498	7.040
Otros	10.526.975	12.404.217	10.006.540
Total	217.435.183	205.554.882	138.365.618

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Impuesto a la renta	62.334.564	79.678.148	109.264.172
IVA débito fiscal	33.134.210	22.152.002	44.610.139
Otros	56.613.185	67.715.388	78.371.862
Total	152.081.959	169.545.538	232.246.173

11. 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.

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

12.1 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 periodo 2013 y ejercicio 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 30/09/2013 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/09/2013
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.030.441	-	-	3.191.435	(3.806.225)	479.888	711.487	9.607.026	-	9.607.026
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	4.011.639	(3.088.495)	(48.192)	6.223.387	7.098.339	(4.987.182)	2.111.157
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	376.835	-	-	(2.777.630)	-	(73.225)	-	(2.474.020)	2.474.020	-
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	26.516	(91.560)	(3.956)	-	624.039	-	624.039
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	25.683	-	-	20.733	-	(23.082)	-	23.334	-	23.334
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	66.894.760	5.084.700	-	(1.522.759)	-	-	-	70.456.701	-	70.456.701
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.710.960	-	-	222.702	-	-	-	5.933.662	-	5.933.662
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	96.207.755	-	-	10.704.597	-	5.647.897	-	112.560.249	-	112.560.249
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.527.186	-	-	758.736	(1.178.909)	(838.078)	-	32.268.935	-	32.268.935
TOTALES						214.517.345	5.084.700	693.039	14.635.969	(8.165.189)	5.141.252	4.191.149	236.098.265	(2.513.162)	233.585.103

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, 24.1.1 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 30 de septiembre 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	30 de septiembre 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 Quintero S.A.	20,00%	77.913.668	550.054.627	30.995.858	586.416.561	74.053.556	(53.995.176)	20.058.380
Electrogas S.A.	42,50%	3.615.941	38.879.709	5.659.747	14.231.138	13.226.409	(5.717.146)	7.509.263
Yacilec S.A.	22,22%	2.219.162	942.725	353.430	-	1.167.759	(1.048.425)	119.334

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 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 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 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

	30 de septiembre 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\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	10.922.737	130.440.685	3.032.983	180.059	-	(2.985.802)	(2.985.802)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	4.172.692	9.330.784	303.253	1.332.901	1.769.712	(1.324.309)	445.403
Gas Atacama S.A.	50,00%	134.670.955	288.381.899	41.093.365	44.965.409	111.992.766	(90.583.570)	21.409.196
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	13.491.524	131.623.477	32.342.742	36.319.356	56.233.847	(54.346.992)	1.886.855

	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\$
Hidroaysen 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\$
Hidroaysen 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

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Activos intangibles	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles netos	1.145.674.336	1.202.002.511	1.466.680.979
Servidumbre y Derechos de Agua	42.023.924	44.569.633	33.622.818
Concesiones Neto (1) (*)	1.051.464.083	1.093.803.169	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	15.596.458	10.089.646	10.225.095
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.712.686	2.329.715	2.236.850
Programas Informáticos	32.095.418	48.350.377	48.306.229
Otros Activos Intangibles Identificables	2.781.767	2.859.971	3.258.047

Activos intangibles	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles bruto	2.180.484.467	2.223.804.143	2.360.908.325
Servidumbre y Derechos de Agua	50.606.901	52.590.938	40.228.629
Concesiones	1.970.881.149	1.970.550.917	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	25.107.587	19.265.571	17.640.985
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	10.239.551	10.146.623	9.110.394
Programas Informáticos	111.760.297	159.033.635	138.876.308
Otros Activos Intangibles Identificables	11.888.982	12.216.459	9.954.705

Activos intangibles	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.034.810.131)	(1.021.801.632)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(8.582.977)	(8.021.305)	(6.605.811)
Concesiones	(919.417.066)	(876.747.748)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(9.511.129)	(9.175.925)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(8.526.865)	(7.816.908)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(79.664.879)	(110.683.258)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.107.215)	(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	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	7.535.382	10.049.562	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	587.253.415	625.413.669	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	456.675.286	458.339.938	623.594.980
TOTAL				1.051.464.083	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 6)

La composición y movimientos del activo intangible durante el periodo 2013 y ejercicio 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	3.961.168	86.949	112.572.868	85.980	3.425.393	-	120.132.358
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	2.810.507	-	-	-	64.688	-	2.875.195
Retiros	(118.517)	-	(1.047.016)	-	(2.851)	-	(1.168.384)
Amortización (2)	(571.202)	(707.020)	(68.791.502)	(909.751)	(5.065.121)	(7.143)	(76.051.739)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (3)	-	-	(28.037.412)	-	-	-	(28.037.412)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(288.790)	(840.043)	(43.310.957)	(62.038)	(1.066.592)	(71.061)	(45.639.481)
Otros incrementos (disminuciones)	(286.354)	(1.085.595)	(13.725.067)	268.780	(13.610.476)	-	(28.438.712)
Total movimientos en activos intangibles identificables	5.506.812	(2.545.709)	(42.339.086)	(617.029)	(16.254.959)	(78.204)	(56.328.175)
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 30/09/2013	15.596.458	42.023.924	1.051.464.083	1.712.686	32.095.418	2.781.767	1.145.674.336

(1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

(2) (3) Ver nota 28.

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 30 de septiembre de 2013 (Ver nota 3e).

Al 30 de septiembre 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.

14. 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 30 de septiembre 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 30/09/2013 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	-	-	-	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	236.523.304	-	(37.853.331)	198.669.973	-	(7.920.846)	190.749.127
Investluz S.A.	120.160.024	-	(19.230.482)	100.929.542	-	(4.023.994)	96.905.548
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	-	(304.212)	11.438.429
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (***)	3.139.337	(3.139.337)	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A. (**)	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	12.822.660	-	(2.476.733)	10.345.927	-	(1.083.677)	9.262.250
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (***)	1.516.768	3.139.337	-	4.656.105	(4.656.105)	-	-
Endesa Eco S.A. (****)	-	-	-	-	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	-	(1.397.587)	41.929.537
Cachoeira Dourada S.A.	86.727.286	-	(13.879.886)	72.847.400	-	(2.904.380)	69.943.020
Edegel S.A.A	83.779.595	-	(2.228.883)	81.550.712	-	(2.630.551)	78.920.161
Emgesa S.A. E.S.P.	5.126.658	-	67.684	5.194.342	-	(134.568)	5.059.774
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	-	(416)	12.471
Total	1.468.307.108	-	(76.633.156)	1.391.673.952	-	(20.400.231)	1.371.273.721

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 30 de septiembre de 2013 (ver nota 3 e).

(*) Ver nota 15.d) viii)

(**) Ver nota 34.5

(***) 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.

(****) 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.

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).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.151.518.920	7.049.923.571	7.045.908.847
Construcción en Curso	989.723.576	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	98.767.699	100.075.276	100.324.671
Edificios	92.023.404	94.150.678	102.452.869
Planta y Equipo	5.875.883.346	5.958.313.141	5.734.659.073
Instalaciones Fijas y Accesorios	72.098.390	73.606.717	70.751.900
Otras Propiedades, Planta y Equipo	23.022.505	23.519.715	25.618.939

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.710.508.123	12.496.153.840	12.414.246.788
Construcción en Curso	989.723.576	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	98.767.699	100.075.276	100.324.671
Edificios	168.793.461	169.912.377	180.117.671
Planta y Equipo	11.210.829.748	11.194.092.949	10.886.610.920
Instalaciones Fijas y Accesorios	211.847.830	201.400.253	202.811.841
Otras Propiedades, Planta y Equipo	30.545.809	30.414.941	32.280.290

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.558.989.203)	(5.446.230.269)	(5.368.337.941)
Edificios	(76.770.057)	(75.761.699)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.334.946.402)	(5.235.779.808)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(139.749.440)	(127.793.536)	(132.059.941)
Otros	(7.523.304)	(6.895.226)	(6.661.351)

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

Movimientos año 2013	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto 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
Adiciones	391.439.354	100.726	744.453	1.066.711	3.425.347	-	396.776.591
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	(1.078.643)	(1.288.420)	338.148	(2.727.801)	(48.207)	-	(4.804.923)
Gasto por depreciación (2)	-	-	(3.517.443)	(238.334.908)	(9.687.672)	(659.837)	(252.199.860)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (3)	-	-	-	(7.674.701)	-	-	(7.674.701)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(22.799.869)	(1.346.315)	(3.402.511)	(127.189.001)	(2.250.224)	(90.913)	(157.078.833)
Otros incrementos (decrementos)	(231.369.645)	411.758	3.411.864	234.414.082	5.280.899	253.540	12.402.498
Total movimientos	189.465.532	(1.307.577)	(2.127.274)	(82.429.795)	(1.508.327)	(497.210)	101.595.349
Saldo final al 30 de septiembre de 2013	989.723.576	98.767.699	92.023.404	5.875.883.346	72.098.390	23.022.505	7.151.518.920

Movimientos año 2012	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto 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
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)	(311.412.247)	(14.931.269)	(894.383)	(332.246.198)
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)	(128.134.948)	(4.738.077)	(292.536)	(162.798.443)
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 24.1.1.
(2) (3) Ver nota 28

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 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 113.875.091, 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:

	30-09-2013			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	18.470.359	4.215.315	14.255.044	12.154.120	1.929.701	10.224.419	15.954.189	2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años	63.698.970	11.231.890	52.467.080	40.346.759	3.945.765	36.400.994	39.105.238	5.827.660	33.277.578
Más de cinco años	36.942.502	3.710.154	33.232.348	13.016.926	2.211.594	10.805.331	27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total	119.111.831	19.157.359	99.954.472	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 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 30 de septiembre de 2013 y 2012 incluyen M\$ 14.105.059 y M\$ 12.924.961, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	11.384.407	18.932.624	7.690.811
Entre un año y cinco años	42.839.739	34.901.830	21.347.042
Más de cinco años	66.083.358	69.870.162	41.634.563
Total	120.307.504	123.704.616	70.672.416

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre 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\$ 239.256.787, M\$ 229.011.250 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 30 de septiembre 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\$ 300.634.412, M\$ 175.143.405 y M\$ 328.844.715, respectivamente. (ver Nota 34).

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\$300.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$30.000 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 gastos pagados por adelantado.

iv) La situación de los activos, básicamente obras e infraestructuras, de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC; desde el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la próxima entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento holgada en los próximos años en la que se estima no se requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró al 31 de diciembre de 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 están cubiertos por seguros, en los que existe un deducible de MMUS\$ 2,5.

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°25)

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 Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarnje 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 aún un saldo por cobrar ascendente a US\$18.940.294,84

El cobro de estas Boletas de Garantías se imputó a reducir los costos en los que la sociedad incurrió con motivo de los incumplimientos al contrato, y que están 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 3a).

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, 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 14). Esta provisión cubre la totalidad del riesgo patrimonial que Edesur representa para el Grupo Enersis.

En mayo de 2013 se produjo el reconocimiento por el ente regulador de Argentina, de los ingresos correspondientes a los costos no trasladados a tarifa desde 2007 en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) permitiendo realizar la compensación de estos ingresos con los importes ya percibidos por el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) y con otras obligaciones con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), reconociendo Edesur S.A. un ingreso por M\$ 187.375.773.

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).

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el periodo 2013 y ejercicio 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	1.102.655
Desapropiaciones	(2.385.663)
Gasto por depreciación	(47.206)
Saldo final propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2013	45.592.756

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 30 de septiembre de 2013 el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el periodo 2013 y ejercicio 2012 son M\$ 12.027.366 y M\$ 9.594.069, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los periodos 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.

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de septiembre 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	(2.300.288)	(640.494)	3.442.880	(1.377.468)	(1.945.481)	(788.442)	2.194.246	(1.415.047)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	(1.130)	69.979	390.421	3.640.041	(397.714)	3.701.597
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	11.634.643	381.719	12.016.362
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.115.353)	(374.767)	(3.358.323)	(135.023)	(41.488)	64.233	(1.282.904)	(7.243.625)
Otros incrementos (decrementos)	809.444	(9.685.194)	(56.563.173)	(8.808.577)	(213.703)	(11.929.183)	(14.006.256)	(100.396.642)
Saldo final al 30 de septiembre de 2013	72.220.592	-	41.625.655	36.613.993	45.305.244	11.256.489	21.196.888	228.218.861

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
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(12.553.077)	(1.264.768)	4.412.393	-	78.304	400.231	(290.801)	(9.217.718)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	90.088	1.334.259	138	1.424.485
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	8.534.296	-	-	-	-	-	-	8.534.296
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(6.062.972)	(1.228.047)	(1.105.419)	-	-	(49.869)	(940.095)	(9.386.402)
Otros incrementos (decrementos)	(10.611.108)	(15.429.708)	1.935.134	-	(145.443)	(1.942.812)	(71.292.161)	(97.486.098)
Saldo final al 30 de septiembre de 2013	350.731.173	23.823.408	5.242.108	-	40.029	6.167.033	8.992.509	394.996.260

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
Movimientos								
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 30 de septiembre de 2013, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 39.106.152 (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, asociadas 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, asociadas y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2013 asciende a M\$ 2.338.014.049 (M\$ 2.283.224.481 y M\$2.204.931.942 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 períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2007-2012
Argentina	2007-2012
Brasil	2007-2012
Colombia	2010-2012
Perú	2008-2012

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	30 de septiembre de 2013			30 de septiembre 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	277	(56)	221	(315)	(8)	(323)
Cobertura de Flujo de Caja	(51.992.057)	8.302.139	(43.689.918)	63.642.964	(13.352.141)	50.290.823
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	6.934.874	-	6.934.874	(2.579.872)	-	(2.579.872)
Ajustes por conversión	(138.181.384)	-	(138.181.384)	(438.566.748)	-	(438.566.748)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	116.183	(23.237)	92.946	203.747	33.297	237.044
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(183.122.107)	8.278.846	(174.843.261)	(377.300.224)	(13.318.852)	(390.619.076)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre 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	825.586.899	2.473.396.672	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	122.526.389	100.637.892	4.850.754	233.368.171	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	6.102.122	-	-	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	3.044.058	7.104.440	2.442.847	7.027.436	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	-	-	831.772	-
	957.259.468	2.581.139.004	658.423.302	2.928.119.869	660.562.558	3.271.355.293

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de septiembre 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	180.599.347	191.007.370	106.830.823	292.400.621	278.193.752	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	428.427.398	2.013.271.492	394.389.956	2.204.708.298	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	9.264.921	-	4.880.687	4.689.387	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	14.255.044	85.699.428	10.224.419	47.206.325	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	193.040.189	183.418.382	134.803.816	138.719.631	105.067.046	225.106.811
Total	825.586.899	2.473.396.672	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 30 de septiembre 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 30/09/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2013	
				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\$				
Chile	US\$	1,78%	Sin Garantía	493.920	101.835.481	102.329.401	1.237.361	-	-	-	1.237.361
Chile	Ch\$	5,50%	Sin Garantía	61.570	-	61.570	-	-	-	-	-
Peru	US\$	3,46%	Sin Garantía	240.164	1.416.531	1.656.695	18.422.485	31.201.573	-	-	49.624.058
Peru	Soles	5,41%	Sin Garantía	85.287	-	85.287	-	21.782.992	-	-	21.782.992
Argentina	US\$	8,87%	Sin Garantía	1.585.205	7.694.066	9.279.271	3.108.216	-	-	-	3.108.216
Argentina	\$ Arg	22,90%	Sin Garantía	25.482.810	7.203.562	32.686.372	13.899.719	-	-	-	13.899.719
Colombia	\$ Col	8,27%	Sin Garantía	3.161.990	-	3.161.990	-	-	-	80.515.007	80.515.007
Brasil	US\$	7,72%	Sin Garantía	3.784.300	3.370.335	7.154.635	12.793.563	6.553.177	-	1.493.277	20.840.017
Brasil	Real	8,61%	Sin Garantía	24.184.126	-	24.184.126	-	-	-	-	-
Total				59.079.372	121.519.975	180.599.347	49.461.344	59.537.742	82.008.284		191.007.370

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		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
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	-	-	-	-	-
Peru	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
Peru	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		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
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 30 de septiembre de 2013 asciende a M\$ 372.296.532 (M\$ 405.226.404 y M\$ 582.919.972 al 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012, respectivamente).

18.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 30 de septiembre 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 30/09/2013 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2013 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	3.115.442	192.139.886	195.255.328	100.305.513	128.372.778	153.039.528	381.717.819
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	10.799.676	2.401.467	13.201.143	9.605.868	9.605.868	301.555.099	320.766.835
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	169.348	298.236	467.584	18.217.961	5.050.024	14.223.897	37.491.882
Perú	Soles	6,61%	Sin Garantía	4.771.553	38.243.861	43.015.414	39.955.453	9.076.247	75.423.612	124.455.312
Colombia	\$ Col	7,54%	Sin Garantía	47.533.813	119.515.585	167.049.398	104.522.297	205.458.885	575.836.530	885.817.712
Brasil	Real	10,70%	Sin Garantía	3.648.100	5.790.431	9.438.531	63.935.059	150.708.407	48.378.466	263.021.932
Total				70.037.932	358.389.466	428.427.398	336.542.151	508.272.209	1.168.457.132	2.013.271.492

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

18.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 30 de septiembre 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 30/09/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2013
				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\$	
Perú	Soles	6,31%	Con Garantía	4.668.595	4.596.326	9.264.921	-	-	-	-
Total				4.668.595	4.596.326	9.264.921	-	-	-	-

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 M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años 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 M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años 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 30 de septiembre de 2013 asciende a M\$ 2.693.982.013 (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 continuación

Table with columns: Rut Empresa Deudora, Nombre Empresa Deudora, Pais Empresa Deudora, Rut Emisor, Nombre del Acreedor, Pais Entidad Acreedora, Tipo de Moneda, Tasa de interés Efectiva, Tasa de interés nominal, Garantía, Corriente M\$ más de 90 días, Total Corriente, No Corriente M\$ Más de Cinco Años, Total No Corriente, Corriente M\$ más de 90 días, Total Corriente, No Corriente M\$ Más de Cinco Años, Total No Corriente, Corriente M\$ más de 90 días, Total Corriente, No Corriente M\$ Más de Cinco Años, Total No Corriente, Corriente M\$ más de 90 días, Total Corriente, No Corriente M\$ Más de Cinco Años, Total No Corriente. Rows include various international debt instruments from companies like AFP Profuturo, Rimac Internacional, and Emisora S.A. E.S.P.

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las Obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de septiembre de 2013, M\$ 752.235.714 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 30 de septiembre 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:

	30-09-2013	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	(17.549.266)	17.591.453	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(7.838.782)	(10.657.638)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(181.270)	(115.517)	633.136
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	11.803.483	37.372.801	30.554.503

18.5 Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2013 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 215.952.009 (M\$ 240.683.000 y M\$ 238.832.000 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente).

19. POLÍTICA 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.

19.1. 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 65% al 30 de septiembre 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:

	30-09-2013 %	31-12-2012 %	01-01-2012 %
Tasa de interés fijo	65%	60%	61%
Tasa de interés variable	35%	40%	39%
Total	100%	100%	100%

19.2. 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.

19.3. 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 compañía 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.

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 30 de septiembre de 2013, no hay operaciones vigentes de derivados de commodities. Al 31 de diciembre de 2012, estaban vigentes operaciones swap por 462 mil barriles de Brent para enero 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el periodo 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 20.3).

19.4. 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 18, 20 y anexo 4.

Al 30 de septiembre de 2013, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.323.798.868 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 215.952.009 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).

19.5. 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*.

19.6. 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 de deuda y derivados financieros se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Tipo de interés	18.925.652	15.933.808
Tipo de cambio	5.595.687	2.346.380
Correlación	(766.293)	(468.249)
Total	23.755.046	17.811.939

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

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

20.1 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 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

30 de septiembre de 2013						
	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	13.430.114	-	-	-	-	3.972.742
Otros activos de carácter financiero	-	184.974.695	431.601.570	904.389.637	-	-
Total Corriente	13.430.114	184.974.695	431.601.570	904.389.637	-	3.972.742
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.107.658	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	28.438.089
Otros activos de carácter financiero	-	-	39.791.878	230.346.675	429.541.706	-
Total No Corriente	-	-	39.791.878	230.346.675	433.649.364	28.438.089
Total	13.430.114	184.974.695	471.393.448	1.134.736.312	433.649.364	32.410.831

31 de diciembre de 2012						
	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						
	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 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

30 de septiembre 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	4.073.635	2.022.260	822.535.062	-
Instrumentos derivados	6.102.122	-	-	122.526.389
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.092.491.230	-
Total Corriente	10.175.757	2.022.260	1.915.026.292	122.526.389
Préstamos que devengan interés	6.663.023	-	2.473.838.089	-
Instrumentos derivados	-	-	-	100.637.892
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total No Corriente	6.663.023	-	2.473.838.089	100.637.892
Total	16.838.780	2.022.260	4.388.864.381	223.164.281

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

20.2 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 30 de septiembre 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:

	30 de septiembre 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:	3.832.062	4.003.849	1.989.650	1.201.807	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	3.832.062	4.003.849	1.989.650	1.201.807	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	140.680	24.434.240	120.536.739	99.436.085	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	140.680	24.434.240	120.407.816	97.215.084	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	-	-	128.923	2.221.001	-	-	17.815	3.107.650	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	3.972.742	28.438.089	122.526.389	100.637.892	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 30 de septiembre 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 30-09-2013	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	4.644.454	(2.583.955)	(4.376.384)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(2.349.924)	(3.125.465)	(7.157.165)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(193.047.980)	(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:

	30 de septiembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	227.338	381.011	-
Partida subyacente	-	1.007.276	-	2.167.393
TOTAL	-	1.234.614	381.011	2.167.393

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

Al 30 de septiembre 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:

	30 de septiembre 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	13.430.114	6.102.122	-	-	-	-	-	-	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 30 de septiembre 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	30 de septiembre 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:	4.644.454	122.043.655	20.781.754	43.479.928	33.733.978	315.125	-	220.354.440
Cobertura de flujos de caja	4.644.454	122.043.655	20.781.754	43.479.928	33.733.978	315.125	-	220.354.440
Cobertura de tipo de cambio:	(195.397.904)	312.825.987	205.602.315	842.196	218.712.946	-	-	737.983.444
Cobertura de flujos de caja	(193.047.980)	311.333.118	204.002.706	-	218.712.946	-	-	734.048.770
Cobertura de valor razonable	(2.349.924)	1.492.869	1.599.609	842.196	-	-	-	3.934.674
Derivados no designados contablemente de cobertura	7.327.992	551.515.470	-	-	-	-	-	551.515.470
TOTAL	(183.425.458)	986.385.112	226.384.069	44.322.124	252.446.924	315.125	-	1.509.853.354

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
Derivados 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
Derivados 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.

20.3 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 30 de septiembre 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 período de reporte utilizando:			
	30-09-2013 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	32.410.831	-	32.410.831	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	13.430.114	-	13.430.114	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	184.974.695	184.974.695	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	429.573.451	31.745	429.541.706	-
Total	660.389.091	185.006.440	475.382.651	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	220.814.357	-	220.814.357	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	2.349.924	-	2.349.924	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	6.102.122	-	6.102.122	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	4.073.635	-	4.073.635	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	6.663.023	-	6.663.023	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	242.025.321	-	240.003.061	2.022.260

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

20.3.1 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	-
Saldo al 30 de septiembre de 2013	2.022.260

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.

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 30 de septiembre 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		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acreedores comerciales	393.485.889	403.045.758	383.776.345	-	-	-
Otras cuentas por pagar	630.879.219	791.805.992	829.611.968	20.529.061	14.257.438	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.024.365.108	1.194.851.750	1.213.388.313	20.529.061	14.257.438	14.304.607

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de junio 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		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	Uno a cinco años		
				30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Proveedores por compra de energía	361.383.925	362.234.278	349.896.152	-	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	32.101.964	40.811.480	33.880.193	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	333.709.318	531.033.373	517.210.243	7.894	24.806	243.790
Dividendos por pagar a terceros	136.699.661	117.317.629	161.073.860	-	-	-
Multas y reclamaciones (*)	86.718.009	78.970.305	74.994.982	-	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	21.262.593	24.036.804	17.971.576	14.166.366	7.544.852	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	3.275.618	5.416.568	17.684.946	3.824.113	4.151.439	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	18.850.596	16.988.406	11.514.861	-	-	-
Obligaciones programas sociales	3.724.159	3.663.538	14.987.123	-	-	-
Otras cuentas por pagar	26.639.265	14.379.369	14.174.377	2.530.688	2.536.341	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.024.365.108	1.194.851.750	1.213.388.313	20.529.061	14.257.438	14.304.607

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 19.4.

(*) Corresponde a multas y reclamaciones 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 ocurridos en años anteriores a 2010. 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 4.2).

22. PROVISIONES.

- a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes			No corrientes		
	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales	32.016.177	31.476.623	49.741.677	166.877.200	155.901.482	186.626.567
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación (1)	-	-	-	23.208.427	20.475.846	13.472.195
Provisión proveedores y servicios	12.151.934	11.635.899	9.689.600	-	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	27.071.211	27.311.156	31.162.406	-	100.707	65.221
Otras provisiones	14.532.323	19.307.024	8.595.703	-	97.000	1.851.856
Total	85.771.645	89.730.702	99.189.386	190.085.627	176.575.035	202.015.839

- (1) Ver nota 3a

- b) El movimiento de las provisiones al 30 de septiembre 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	-	1.721.944	-	1.721.944
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	19.510.160	11.132	18.724.770	38.246.062
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios bajo control común	9.403.960	357.755	-	9.761.715
Provisión Utilizada	(17.556.012)	-	(14.550.179)	(32.106.191)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	13.974.718	759.966	14.969.641	29.704.325
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(7.496.371)	(123.928)	(4.157.577)	(11.777.876)
Otro Incremento (Decremento)	(6.321.183)	5.712	(19.682.973)	(25.998.444)
Total Movimientos en Provisiones	11.515.272	2.732.581	(4.696.318)	9.551.535
Saldo al 30 de septiembre de 2013	198.893.377	23.208.427	53.755.468	275.857.272

	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

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 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.

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de septiembre 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		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	243.021.408	256.161.368	269.353.075
Total Pasivo	243.021.408	256.161.368	269.353.075
Total Obligaciones Post Empleo, neto	243.021.408	256.161.368	269.353.075

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al		
	30-09-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	637.478.592	628.823.491	592.212.012
(-) Plan de activos (*)	(414.829.276)	(393.880.165)	(366.137.888)
Total	222.649.316	234.943.326	226.074.124
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	20.372.092	21.218.042	43.278.951
Total Obligaciones Post Empleo, neto	243.021.408	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 30 de septiembre de 2013 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pasivo Actuarial	637.478.592	628.823.491	592.212.012	548.004.356	503.721.949
Activos Afectos	(414.829.276)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)
Diferencia	222.649.316	234.943.326	226.074.124	170.764.497	141.031.612
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y Párrafo 58 (b) de la NIC 19.	20.372.092	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	243.021.408	256.161.368	269.353.075	210.930.270	180.991.931

- b) El saldo y movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 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	3.009.175
Costo por intereses	53.812.955
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.133.093
(Ganancias) pérdidas actuariales	84.177.646
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(60.369.258)
Contribuciones pagadas	(46.161.462)
Costo de servicio pasado	656.779
Otros	352.551
Saldo al 31 de diciembre de 2012	628.823.491
Costo del servicio corriente	2.323.741
Costo por intereses	41.230.658
(Ganancias) pérdidas actuariales	(116.183)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(23.417.543)
Contribuciones pagadas	(11.398.945)
Otros	33.373
Saldo al 30 de septiembre de 2013	637.478.592

Al 30 de septiembre de 2013, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,29% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,38% a 31 de diciembre de 2012), en un 80,81% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,54% a 31 de diciembre de 2012), en un 11,58% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,61% a 31 de diciembre 2012), en un 0,98% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,12% a 31 de diciembre de 2012) y el 0,34% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,35% a 31 de diciembre de 2012).

c) 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)
(Ganancia) pérdida actuarial	(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	(28.531.114)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	16.687.350
Aportaciones pagadas	(9.105.347)
Saldo al 30 de septiembre de 2013	(414.829.276)

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

	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acciones	3	3	5
Inmuebles	12.314.371	12.825.725	10.152.936
Total	12.314.374	12.825.728	10.152.941

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

Categoría de los Activos del Plan	30-09-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	55.863.267	13%	52.904.778	13%	55.291.894	15%
Activos de renta fija	311.520.368	75%	295.967.203	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	31.222.988	8%	29.632.539	8%	20.653.101	6%
Otros	16.222.653	4%	15.375.645	4%	14.549.487	4%
Total	414.829.276	100%	393.880.165	100%	366.137.888	100%

El interés financiero proveniente de los activos afectos se ha determinado utilizando como referencia los rendimientos del mercado correspondiente a los bonos emitidos por el gobierno. La rentabilidad real promedio al cierre del ejercicio 2012 fue de 11,1%.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de septiembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.323.741	1.492.381
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	41.230.658	41.009.549
Ingresos por intereses activos del plan	(28.531.114)	(26.422.218)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	15.023.285	16.079.712
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(116.183)	(203.747)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	14.907.102	15.875.965

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	30-09-2013	31-12-2012	30-09-2013	31-12-2012	30-09-2013	31-12-2012	30-09-2013	31-12-2012	30-09-2013	31-12-2012
Tasas de descuento utilizadas	6,00%	6,00%	9,98%	9,98%	8,00%	8,00%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Intereses de activos del plan	N/A	N/A	9,98%	9,98%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	7,61%	7,61%	3,5% - 4,0% - 4,5%	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 08	RV 08	RV 2004	RV 2004	RV 2004	RV 2004

- Sensibilización:**

Al 30 de septiembre 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\$54.568.583 (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\$72.972.209 (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 30 de septiembre de 2013 han ascendido a M\$1.750.341 (M\$1.471.653 al 30 de septiembre de 2012).

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos meses del año asciende a M\$7.532.451.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo ENERSIS corresponde a 11,32 años.

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 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.

El detalles de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., agrupadas en Conosur Participaciones SLU, actual filial de Enersis en un 100%, es el siguiente:

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

Sociedad	Porcentaje aportado
Empresa Distribuidora Sur S.A.	6,23%
Endesa Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicios S.A.	7,7%
Ampla Invertemientos y Servicios S.A.	7,7%
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%

- 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%
Endesa Cemsas S.A.	55%
Generalima S.A.C.	100%
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%

- 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 24.5.c).

24.1.2 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 líquidas 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.

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

24.2 Reservas por Diferencias de conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión de la controladora, netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(67.691.800)	(70.249.870)
Ampla Energía E Serviços S.A.	33.406.532	53.898.610
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	3.723.818	4.190.557
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	18.942.839	14.861.340
Edelnor	(87.127)	1.487.239
Investluz S.A.	(7.831.673)	(5.947.822)
Endesa Brasil S.A.	(155.864.841)	(103.462.840)
Central Costanera S.A.	766.044	(3.440.848)
Gas Atacama S.A.	3.020.602	(1.453.928)
Emgesa S.A. E.S.P.	50.495.514	49.011.093
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(23.373.393)	(17.886.998)
Generandes Perú S.A.	17.585.139	17.950.092
Otros	4.877.838	(1.795.280)
TOTAL	(122.030.508)	(62.838.655)

24.3 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.

24.4 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 30 de septiembre de 2013 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$926.744.673, M\$406.391.119, M\$45.791.569, M\$115.536.910 y M\$23.406.807, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 30 de septiembre de 2013 y 2012, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Movimiento 2013 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(81.310.449)	(122.030.508)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	(19.591.802)	8.002.226
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	4	13.651
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(869.072.534)	(2.367.082.903)
TOTAL	(1.511.122.753)	(969.974.781)	(2.481.097.534)

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(239.461.323)	(62.838.655)
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	30.358.385	30.048.120
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	(323)	13.513
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	(824.664)	(1.498.033.660)
TOTAL	(1.320.882.757)	(209.927.925)	(1.530.810.682)

- a) **Reservas de 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 caja:** 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 24.1.1., ha finalizado recientemente.

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 947.982.284, que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., sobre compañías que Enersis controlaba antes de la operación. Lo anterior, como consecuencia de aplicar el criterio contable descrito en la nota 2.6.5.
- 2) Abono de M\$ 92.011.899, que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., sobre compañías que Enersis no controlaba antes de la operación, o sobre las cuales no poseía participación. Lo anterior, como consecuencia de aplicar el criterio contable descrito en la nota 2.6.6.
- 3) Cargo de M\$ 13.099.663, 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\$
Asesoría legales	702.865	(140.573)	562.292
Asesorías financieras y fees de colocación	16.107.374	(3.221.475)	12.885.899
Auditorías	1.067.737	(213.547)	854.190
Otros gastos	322.231	(64.446)	257.785
Subtotal	18.200.207	(3.640.041)	14.560.166
Menos:			
Sobre precio en colocación de acciones	1.460.503	-	1.460.503
Total	16.739.704	(3.640.041)	13.099.663

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 30 de junio 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 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.

24.6 Participaciones no controladoras.

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje económico)					
	30-09-2013 %	Patrimonio			Ganancia / (Pérdida)	
		30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	8,72%	47.134.332	153.046.559	141.726.169	13.429.408	14.640.183
Compañía Energética Do Ceará S.A.	49,51%	189.571.997	267.523.158	304.467.294	18.371.546	42.773.841
Compañía de Interconexión Energética S.A.	17,21%	21.538.435	57.502.251	62.254.091	5.230.284	5.754.196
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	17,54%	27.224.784	84.377.883	105.089.989	16.103.141	33.718.137
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	17,21%	24.827.828	65.178.903	77.308.850	7.352.652	12.943.998
Investluz S.A.	14,12%	13.096.270	39.767.817	45.399.029	32.519	(231.469)
Endesa Brasil S.A.	17,21%	34.884.685	130.339.145	64.771.303	1.898.356	1.672.179
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,61%	289.334.838	475.192.241	387.922.750	61.948.008	84.764.306
Emgesa S.A. E.S.P.	62,28%	531.266.283	765.027.983	738.982.633	117.177.861	123.738.358
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,46%	53.305.577	85.831.223	81.916.834	10.636.581	14.118.809
Edegel S.A.A	62,54%	233.176.034	242.251.459	240.843.403	23.655.503	17.053.878
Chinango S.A.C.	70,03%	42.458.375	45.123.137	40.804.028	5.115.956	6.597.871
Empresa Distribuidora Sur S.A.	28,39%	10.166.151	(24.151.103)	1.689.191	27.363.555	(16.859.360)
Endesa Costanera S.A.	58,15%	(47.701.514)	(36.065.405)	(13.280.123)	(16.349.836)	(20.811.104)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	60,79%	50.738.924	52.313.882	58.148.646	4.142.064	7.816.577
Chilectra S.A.	0,91%	6.307.802	6.083.234	4.839.484	763.218	847.461
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	462.285.467	428.724.770	425.494.535	(25.109.054)	(78.553.444)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	44,43%	76.909.054	74.660.915	77.689.979	41.616.191	87.688.085
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	40,02%	30.689.743	30.548.711	36.643.889	139.925	(2.079.621)
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	-	-	-	56.064.957	-	5.009.413
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	38,26%	-	54.708.400	27.095.085	20.836.481	22.958.928
Endesa Eco S.A. (1)	38,43%	107.589.971	32.817.205	(2.831.030)	4.123.973	338.547
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	24.842.802	24.153.240	21.789.839	2.939.563	2.478.845
Otras		5.720.093	9.452.866	10.481.760	(6.694.154)	2.987.652
TOTAL		2.235.367.931	3.064.408.474	2.995.312.585	334.723.741	369.366.266

- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., y 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.

25. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 30 de septiembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Ventas de energía (1)	3.835.742.714	4.320.927.543
Otras ventas	43.171.355	13.391.412
Ventas equipos de medida	2.302.715	1.905.289
Ventas de gas	27.895.915	-
Ventas de materiales electrónicos	12.972.725	11.486.123
Otras prestaciones de servicios	328.629.830	322.572.080
Peajes y transmisión	224.615.084	239.412.851
Arriendo equipos de medida	3.492.344	3.484.768
Alumbrado público	22.328.372	24.257.238
Verificaciones y enganches	19.556.782	9.613.921
Servicios de ingeniería y consultoría	11.430.424	8.961.671
Otras prestaciones	47.206.824	36.841.631
Total Ingresos de actividades ordinarias	4.207.543.899	4.656.891.035

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Ingresos por contratos de construcción	112.572.868	108.256.733
Apoyos mutuos	22.043.557	22.352.292
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	5.159.325	7.902.801
Arrendamientos	1.214.832	182.445
Ventas de nuevos negocios	8.493.953	8.560.796
Otros Ingresos (2)	236.426.544	33.723.541
Total Otros ingresos por naturaleza	385.911.079	180.978.608

(1) Incluye M\$ 29.217.154 al 30 de septiembre de 2012, derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC.

(2) En mayo de 2013 se produjo el reconocimiento por el ente regulador de Argentina, de los ingresos correspondientes a los costos no trasladados a tarifa por los periodos comprendidos entre mayo 2007 y febrero 2013, en aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) permitiendo realizar la compensación de estos ingresos con los importes ya percibidos por el Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) y con otras obligaciones con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), reconociendo Edesur S.A. un ingreso por M\$ 187.375.773.

Además, incluye M\$14.358.547 al 30 de septiembre de 2013 (M\$0 al 30 de septiembre de 2012) provenientes de nuevos contratos de disponibilidad, a partir de diciembre de 2012, de nuestra filial Central Costanera S.A. con CAMMESA.

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Compras de energía	(1.341.606.005)	(1.368.689.459)
Consumo de combustible	(309.855.895)	(588.259.813)
Gastos de transporte	(289.237.816)	(363.307.320)
Costos por contratos de construcción	(112.572.868)	(108.256.733)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(228.141.537)	(331.829.714)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.281.414.121)	(2.760.343.039)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 30 de septiembre de 2013 y 2012, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(244.643.160)	(216.649.644)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(4.074.082)	(2.964.034)
Seguridad social y otras cargas sociales	(93.235.193)	(75.926.913)
Otros gastos de personal	(3.276.995)	(1.865.544)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(345.229.430)	(297.406.135)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	(252.199.860)	(255.803.915)
Amortizaciones	(76.051.739)	(69.333.459)
Subtotal	(328.251.599)	(325.137.374)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(57.135.263)	(22.722.131)
Total	(385.386.862)	(347.859.505)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(21.423.150)	(22.722.131)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 13)	(28.037.412)	-
Inmovilizado (ver nota 15)	(7.674.701)	-
Total	(57.135.263)	(22.722.131)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(39.451.347)	(50.317.311)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(165.673.350)	(146.364.964)
Reparaciones y conservación	(76.850.352)	(67.794.337)
Indemnizaciones y multas	(11.662.299)	(17.388.163)
Tributos y tasas	(19.620.990)	(19.087.554)
Primas de seguros	(19.669.481)	(16.931.881)
Arrendamientos y cánones	(14.105.059)	(12.924.961)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(5.462.490)	(4.961.379)
Otros aprovisionamientos	(15.727.200)	(18.779.108)
Gastos de viajes	(4.320.649)	(4.720.445)
Gastos de medioambiente	(2.808.921)	(1.186.987)
Total Otros gastos por naturaleza	(375.352.138)	(360.457.090)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 30 de septiembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Venta de líneas de transmisión Charrua	2.532.438	-
Ventas de terrenos	8.727.415	4.352.605
Otros	1.922.882	149.418
Total Otras ganancias (pérdidas)	13.182.735	4.502.023

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de septiembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	68.680.017	46.205.033
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	28.531.114	26.422.218
Otros ingresos financieros (1)	97.063.565	49.057.271
Total Ingresos Financieros	194.274.696	121.684.522

Costos financieros	Saldo al	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Costos Financieros	(312.267.179)	(337.793.881)
Préstamos bancarios	(23.431.800)	(34.230.978)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(147.556.044)	(155.496.541)
Valoración derivados financieros	(14.112.372)	(14.803.046)
Provisiones financieras	(29.699.893)	(35.955.469)
Obligación por beneficios post empleo	(41.230.658)	(41.009.549)
Gastos financieros activados	20.865.781	21.108.541
Otros costos financieros	(77.102.193)	(77.406.839)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(6.407.351)	(6.919.591)
Diferencias de cambio (**)	(18.314.673)	(15.401.419)
Total Costos Financieros	(336.989.203)	(360.114.891)
Total Resultado Financiero	(142.714.507)	(238.430.369)

(1) Se incluye actualización financiera por ajuste de Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) en Edesur S.A. por M\$ 26.777.668. (M\$ 0 al 30 de septiembre de 2012); actualización financiera IFRIC 12 en Ampla y Coelce por M\$ 41.250.336 (M\$ 4.155.733 al 30 de septiembre de 2012).

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	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Otros activos financieros	2.540.574	3.037.624
Otros activos no financieros	5.803	431.959
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	232.904	127.009
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	76.994	1.259.570
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(9.338.062)	(12.480.956)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21.624	245.007
Otras provisiones	(3.847)	(118.231)
Otros pasivos no financieros	56.659	578.427
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(6.407.351)	(6.919.591)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.577.905	(3.689.723)
Otros activos financieros	20.171.807	3.832.695
Otros activos no financieros	865.003	720.091
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	4.369.352	(5.075.319)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(8.663)	(3.025)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(44.119.640)	(10.337.625)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(1.273.354)	344.966
Otros pasivos no financieros	(1.897.083)	(1.193.479)
Total Diferencias de Cambio	(18.314.673)	(15.401.419)

32. 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 periodos 2013 y 2012:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(342.581.370)	(328.860.584)
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.)	18.338.638	11.175.511
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	(4.657.264)	485.528
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(499.290)	(286.449)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(329.399.286)	(317.485.994)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	2.915.207	61.695.707
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(1.114.268)	(6.293.852)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(3.640.042)	-
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(1.839.103)	55.401.855
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(331.238.389)	(262.084.139)

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
Resultado antes de Impuesto	1.133.862.743	896.007.828
Tasa Impositiva Legal y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(20,00%)	(20,00%)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(10,64%) (120.672.703)	(10,33%) (92.528.086)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	9,39% 106.451.783	6,70% 60.018.423
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(4,09%) (46.424.037)	(9,22%) (82.577.907)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(0,10%) (1.114.268)	(0,70%) (6.293.852)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	(0,41%) (4.657.264)	0,05% 485.528
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(3,36%) (38.049.351)	4,24% 38.013.321
Total ajustes a la Tasa Impositiva y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(9,21%) (104.465.840)	(9,25%) (82.882.573)
Total Tasa Impositiva Efectiva y (Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(29,21%) (331.238.389)	(29,25%) (262.084.139)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 17 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.

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

33.1 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 30 de septiembre de 2013, 30 de septiembre de 2012, 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS												
ACTIVOS CORRIENTES	1.133.667.984	959.618.767	1.171.298.010	1.052.020.981	961.835.357	1.001.053.127	1.077.639.284	368.734.806	306.372.623	3.263.328.249	2.290.188.930	2.478.723.760
Efectivo y equivalentes al efectivo	438.433.220	310.058.657	521.224.071	206.151.113	226.918.092	298.222.775	679.214.535	278.855.312	368.237.363	1.323.798.868	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	58.721.505	58.019.211	914.209	42.341.897	47.888.142	25.011	532.915.719	88.593.445	-	633.979.121	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros, corriente	37.911.645	29.818.737	28.408.948	72.373.074	71.242.062	38.689.916	5.376.015	2.315.912	2.380.809	115.660.734	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	189.087.555	251.736.921	338.333.153	647.795.219	580.986.390	600.242.857	11.259.084	14.067.800	11.431.703	848.141.858	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	194.235.669	94.261.112	151.150.317	45.209.809	4.182.943	12.729.209	(183.197.699)	(50.873.773)	(101.967.040)	56.247.779	47.570.282	61.912.486
Inventarios	46.960.213	59.387.769	49.278.530	15.933.618	12.859.884	15.392.449	5.170.875	4.315.432	5.663.862	68.064.706	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	168.318.177	156.336.360	81.988.782	22.216.251	17.757.844	35.750.910	26.900.755	31.460.678	20.625.926	217.435.183	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	6.208.556.748	6.150.028.975	6.140.104.554	4.529.650.326	4.610.641.392	4.754.777.673	249.035.648	195.633.005	275.481.095	10.987.242.722	10.956.303.372	11.170.363.322
Otros activos financieros no corrientes	28.436.756	33.304.991	13.492.121	433.628.264	378.529.773	2.824.648	39.814.311	27.183.342	20.930.001	501.879.331	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes	26.030.146	26.350.199	28.443.338	52.938.332	61.314.310	80.741.831	184.541	123.850	27.843	79.153.019	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	171.999.878	150.483.725	175.400.312	57.534.640	51.731.291	267.056.978	812.157	685.326	671.202	230.346.675	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	736.539.864	764.206.038	741.895.521	547.853.280	544.289.536	534.976.070	(1.050.808.041)	(1.093.978.229)	(1.082.085.874)	233.585.103	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	48.157.068	49.048.386	35.181.256	1.078.945.607	1.138.047.176	1.417.280.397	18.571.661	14.906.949	14.219.326	1.145.674.336	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	97.898.290	101.747.086	106.385.017	98.258.003	102.245.125	121.299.383	1.175.117.428	1.187.681.741	1.240.622.708	1.371.273.721	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	4.975.624.685	4.886.974.757	4.915.411.644	2.183.360.104	2.167.955.233	2.136.756.691	(7.465.869)	(5.006.419)	(6.259.488)	7.151.518.920	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	45.592.756	46.922.970	38.055.889	45.592.756	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	123.870.061	137.913.793	125.758.561	77.132.096	166.429.904	193.723.729	27.216.704	17.212.519	47.554.218	228.218.861	321.556.216	367.036.508
TOTAL ACTIVOS	7.342.224.732	7.109.647.742	7.311.402.564	5.581.671.307	5.572.476.749	5.755.830.800	1.326.674.932	564.367.811	581.853.718	14.250.570.971	13.246.492.302	13.649.087.082

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.423.988.487	1.204.997.966	1.118.850.205	1.403.023.226	1.336.687.289	1.386.550.681	(447.301.441)	(194.954.530)	(83.366.862)	2.379.710.272	2.346.730.725	2.422.034.024
Otros pasivos financieros corrientes	389.856.678	410.237.181	354.117.329	246.716.105	232.971.384	291.898.009	320.686.685	15.214.737	14.547.220	957.259.468	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	279.807.868	354.778.875	364.735.796	724.268.543	771.682.773	768.546.333	20.288.697	68.390.102	80.106.184	1.024.365.108	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	624.648.969	303.548.537	235.981.411	272.492.116	140.077.447	126.920.185	(829.014.963)	(293.366.477)	(202.542.912)	68.126.122	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	36.619.286	38.320.326	35.516.956	41.593.701	44.316.361	43.227.192	7.558.658	7.094.015	20.445.238	85.771.645	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	72.826.304	89.759.550	120.891.602	48.788.368	74.218.109	109.039.232	30.467.287	5.567.879	2.315.339	152.081.959	169.545.538	232.246.173
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	20.229.382	8.353.497	7.607.111	69.164.393	73.421.215	46.919.730	2.712.195	2.145.214	1.762.069	92.105.970	83.919.926	56.288.910
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.001.231.613	2.018.046.883	2.207.411.419	1.228.639.344	1.418.333.328	1.554.803.677	244.693.571	505.174.320	573.796.771	3.474.564.528	3.941.554.531	4.336.011.867
Otros pasivos financieros no corrientes	1.573.344.285	1.545.210.455	1.755.575.529	747.530.791	824.212.315	952.894.143	260.263.928	558.697.099	562.885.621	2.581.139.004	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	147.387	175.898	243.234	20.381.601	14.081.540	14.060.817	73	-	556	20.529.061	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	3.788.133	7.114.225	81.953	-	-	-	(3.788.133)	(7.114.225)	(81.953)	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	32.480.659	26.347.451	20.833.139	151.459.460	143.882.430	181.079.091	6.145.508	6.345.154	103.609	190.085.627	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	318.325.082	350.892.546	324.190.255	102.415.765	187.420.880	153.728.501	(25.744.587)	(37.185.729)	4.341.506	394.996.260	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	37.826.676	39.594.199	35.976.928	198.279.896	209.739.455	227.181.705	6.914.836	6.827.714	6.194.442	243.021.408	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes	35.319.391	48.712.109	70.510.381	8.571.831	38.996.708	25.859.420	901.946	(22.395.693)	352.990	44.793.168	65.313.124	96.722.791
PATRIMONIO NETO	3.917.004.632	3.886.602.893	3.985.140.940	2.950.008.737	2.817.456.132	2.814.476.442	1.529.282.802	254.148.021	91.423.809	8.396.296.171	6.958.207.046	6.891.041.191
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.917.004.632	3.886.602.893	3.985.140.940	2.950.008.737	2.817.456.132	2.814.476.442	1.529.282.802	254.148.021	91.423.809	6.160.928.240	3.893.798.572	3.895.728.606
Capital emitido	1.464.831.991	1.488.171.918	1.752.890.037	806.017.504	829.508.479	1.010.886.630	3.398.431.230	507.202.438	61.106.168	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.003.128.554	1.890.441.860	1.838.419.172	1.351.903.398	1.283.404.466	957.047.345	(541.046.551)	(752.567.485)	(562.497.637)	2.813.985.401	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	206.493.442	206.008.557	-	4.086.858	4.180.489	-	(51.820.652)	(51.429.398)	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	242.550.645	301.980.558	393.831.731	788.000.977	700.362.698	846.542.467	(1.276.281.225)	550.942.466	434.055.630	(2.481.097.534)	(1.511.122.752)	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.235.367.931	3.064.408.474	2.995.312.558
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.342.224.732	7.109.647.742	7.311.402.564	5.581.671.307	5.572.476.749	5.755.830.800	1.326.674.932	564.367.811	581.853.718	14.250.570.971	13.246.492.302	13.649.087.082

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
INGRESOS	1.754.099.121	1.969.064.870	3.271.860.801	3.323.948.954	(432.504.944)	(455.144.181)	4.593.454.978	4.837.869.643
Ventas	1.729.673.221	1.966.135.567	2.910.683.366	3.150.778.982	(432.812.688)	(460.023.514)	4.207.543.899	4.656.891.035
Ventas de energía	1.589.351.145	1.873.055.546	2.654.370.074	2.883.536.525	(407.978.505)	(435.664.528)	3.835.742.714	4.320.927.543
Otras ventas	27.937.494	38.618	7.637.804	6.573.724	7.596.057	6.779.070	43.171.355	13.391.412
Otras prestaciones de servicios	112.384.582	93.041.403	248.675.488	260.668.733	(32.430.240)	(31.138.056)	328.629.830	322.572.080
Otros ingresos de explotación	24.425.900	2.929.303	361.177.435	173.169.972	307.744	4.879.333	385.911.079	180.978.608
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(755.087.488)	(1.071.298.203)	(1.968.231.947)	(2.158.657.621)	441.905.314	469.612.785	(2.281.414.121)	(2.760.343.039)
Compras de energía	(216.157.713)	(243.475.341)	(1.531.306.030)	(1.563.658.120)	405.857.738	438.444.001	(1.341.606.005)	(1.368.689.460)
Consumo de combustible	(309.853.052)	(588.252.640)	-	-	(2.843)	(7.173)	(309.855.895)	(588.259.813)
Gastos de transporte	(175.454.155)	(193.226.655)	(151.497.492)	(203.346.824)	37.713.831	33.266.159	(289.237.816)	(363.307.320)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(53.622.568)	(46.343.567)	(285.428.425)	(391.652.677)	(1.663.412)	(2.090.202)	(340.714.405)	(440.086.446)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	999.011.633	897.766.667	1.303.628.854	1.165.291.333	9.400.370	14.468.604	2.312.040.857	2.077.526.604
Trabajos para el Inmovilizado	13.994.905	9.195.210	28.691.214	26.666.834	-	-	42.686.119	35.862.044
Gastos de Personal	(104.374.728)	(85.566.844)	(213.073.904)	(188.522.156)	(27.780.798)	(23.317.135)	(345.229.430)	(297.406.135)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(88.765.698)	(84.162.304)	(288.997.886)	(279.946.487)	2.411.446	3.651.701	(375.352.138)	(360.457.090)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	819.866.112	737.232.729	830.248.278	723.489.524	(15.968.982)	(5.196.830)	1.634.145.408	1.455.525.423
Depreciaciones y Amortizaciones	(163.875.872)	(155.420.879)	(162.753.434)	(167.694.315)	(1.622.293)	(2.022.180)	(328.251.599)	(325.137.374)
Reversion Deterioro (perdidas por deterioro)	(7.515.156)	(28.836)	(49.620.107)	(22.693.295)	-	-	(57.135.263)	(22.722.131)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	648.475.084	581.783.014	617.874.737	533.101.914	(17.591.275)	(7.219.010)	1.248.758.546	1.107.665.918
RESULTADO FINANCIERO	(131.656.720)	(112.440.983)	(48.081.282)	(107.193.224)	37.023.495	(18.796.162)	(142.714.507)	(238.430.369)
Ingresos financieros	19.586.318	30.336.752	133.025.642	84.675.358	41.662.736	6.672.412	194.274.696	121.684.522
Gastos financieros	(125.190.455)	(129.861.486)	(181.251.135)	(194.079.530)	(5.825.589)	(13.852.865)	(312.267.179)	(337.793.881)
Resultados por Unidades de Reajuste	(811.495)	(787.349)	368.568	961.198	(5.964.424)	(7.093.440)	(6.407.351)	(6.919.591)
Diferencias de cambio	(25.241.088)	(12.128.900)	(224.357)	1.249.750	7.150.772	(4.522.269)	(18.314.673)	(15.401.419)
Positivas	31.787.395	13.897.800	2.763.733	2.879.269	20.009.480	27.918.179	54.560.608	44.695.248
Negativas	(57.028.483)	(26.026.700)	(2.988.090)	(1.629.519)	(12.858.708)	(32.440.448)	(72.875.281)	(60.096.667)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	13.876.045	20.069.788	759.924	2.200.468	-	-	14.635.969	22.270.256
Resultado de Otras Inversiones	852.836	672.339	-	73.773	-	-	852.836	746.112
Resultados en Ventas de Activos	2.455.580	27.626	232.615	1.705.346	9.641.704	2.022.939	12.329.899	3.755.911
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	534.002.825	490.111.784	570.785.994	429.888.277	29.073.924	(23.992.233)	1.133.862.743	896.007.828
Impuesto Sobre Sociedades	(154.675.539)	(151.252.944)	(136.001.068)	(128.989.330)	(40.561.782)	18.158.135	(331.238.389)	(262.084.139)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	379.327.286	338.858.840	434.784.926	300.898.947	(11.487.858)	(5.834.098)	802.624.354	633.923.689
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	379.327.286	338.858.840	434.784.926	300.898.947	(11.487.858)	(5.834.098)	802.624.354	633.923.689
RESULTADO DEL PERÍODO	379.327.286	338.858.840	434.784.926	300.898.947	(11.487.858)	(5.834.098)	802.624.354	633.923.689
Sociedad dominante							467.900.613	264.557.423
Accionistas minoritarios							334.723.741	369.366.266

33.3 Países.

País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	
ACTIVOS																						
ACTIVOS CORRIENTES	1.899.251.939	778.287.483	1.075.927.343	256.466.916	140.651.609	198.804.567	833.040.356	742.319.957	680.639.175	569.325.859	517.570.258	433.026.278	176.268.414	154.280.243	138.640.932	(471.025.235)	(42.920.620)	(48.314.535)	3.263.328.249	2.290.188.930	2.478.723.760	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	557.486.470	216.478.829	556.613.689	13.820.060	20.619.433	43.522.761	310.779.773	195.713.589	277.962.207	402.549.897	319.911.445	267.530.810	39.162.668	63.108.765	42.054.742	-	-	-	1.323.798.868	815.832.061	1.187.684.209	
Otros activos financieros corrientes	452.245.878	3.865	47.504	-	248.729	143.638	177.760.502	143.275.069	-	52.841	50.921.259	699.517	3.919.900	51.876	48.561	-	-	-	633.979.121	194.500.798	939.220	
Otros Activos No Financieros, Corriente	11.018.528	8.550.848	5.546.879	4.742.040	1.207.678	2.444.742	78.996.649	72.727.847	43.310.736	6.572.161	13.981.224	13.082.463	12.508.768	6.909.114	5.094.853	1.822.588	-	-	115.660.734	103.376.711	69.479.673	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	228.022.292	302.579.178	320.883.476	186.967.322	70.793.684	108.345.327	225.351.858	291.578.428	318.551.280	127.756.242	114.086.956	127.547.722	79.364.040	66.634.074	73.975.674	680.104	1.118.791	704.234	848.141.858	846.791.111	950.007.713	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	458.367.156	45.714.756	70.724.801	30.236.166	33.308.107	34.084.870	13.896.286	11.804.423	-	17.738.045	747.741	5.913.088	9.538.053	34.666	208.696	(473.527.927)	(44.039.411)	(49.018.769)	56.247.779	47.570.282	61.912.486	
Inventarios	21.177.293	35.822.896	30.429.643	6.808.569	6.392.567	4.921.851	858.272	659.321	1.266.810	13.186.881	16.405.994	16.713.554	26.033.691	17.282.307	17.002.383	-	-	-	68.064.706	76.563.085	70.334.841	
Activos por impuestos corrientes	170.934.322	169.137.111	91.681.551	13.892.759	8.081.411	5.341.278	25.397.016	26.561.280	39.548.142	1.469.792	1.515.639	1.539.124	5.741.294	259.441	255.523	-	-	-	217.435.183	205.554.882	138.365.616	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.543.648.361	7.514.815.614	7.671.508.763	667.016.350	586.838.081	593.346.110	2.184.811.816	3.338.211.800	3.805.276.863	2.534.386.503	2.513.041.547	2.330.553.634	1.303.468.247	1.243.142.278	1.246.563.957	(6.246.088.555)	(4.239.745.948)	(4.476.886.005)	10.987.242.722	10.956.303.372	11.170.363.322	
Otros activos financieros no corrientes	66.995.116	58.621.279	32.835.965	102.513	194.354	161.140	433.552.833	375.250.800	27.818	1.213.712	1.243.628	1.212.609	15.157	3.708.045	3.009.238	-	-	-	501.879.331	439.018.106	37.246.770	
Otros activos no financieros no corrientes	362.543	380.918	311.432	2.813.830	1.833.586	1.984.737	76.406.118	83.997.877	106.916.843	-	1.710.515	-	-	-	-	(429.472)	(134.537)	-	79.153.019	87.788.359	109.213.012	
Derechos por cobrar no corrientes	7.063.010	7.548.389	4.531.190	161.960.963	146.227.334	151.690.773	46.972.103	35.809.875	273.379.275	14.350.599	13.314.744	13.527.254	-	-	-	-	-	-	230.346.675	202.900.342	443.128.492	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	5.712.830	6.179.892	-	-	-	34.982.045	32.432.608	44.861.006	-	-	-	-	-	-	(34.982.045)	(38.145.438)	(51.040.898)	-	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.487.034.061	4.441.947.077	4.624.595.985	52.130.382	58.167.386	4.727.255	-	1.042.410.728	1.217.587.204	32.271.797	33.528.901	31.365.165	81.451.072	51.856.847	49.887.780	(7.419.302.209)	(5.413.393.594)	(6.733.377.672)	233.585.103	214.517.345	194.785.717	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	35.552.659	37.962.229	40.287.096	2.967.273	3.460.809	3.649.971	1.048.546.820	1.104.062.844	1.375.676.408	41.124.791	43.868.608	43.764.781	17.482.793	12.648.021	3.302.723	-	-	-	1.145.574.336	1.202.002.511	1.466.680.979	
Plusvalía	2.298.609	2.298.608	2.298.608	1.702.970	1.902.217	2.357.592	96.017.525	100.004.647	119.058.905	5.059.774	5.194.342	5.126.657	8.356.400	8.703.399	10.361.690	1.257.838.443	1.273.570.739	1.329.103.656	1.371.273.721	1.391.673.952	1.468.307.108	
Propiedades, planta y equipo	2.837.744.058	2.831.413.884	2.845.420.964	427.999.615	369.087.363	424.077.441	363.518.122	388.190.909	479.342.553	2.349.341.236	2.317.512.355	2.141.054.741	1.196.162.825	1.164.386.651	1.178.479.794	(23.246.936)	(20.667.591)	(22.466.646)	7.151.518.920	7.049.923.571	7.045.908.847	
Propiedad de inversión	45.592.756	46.922.970	38.055.889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45.592.756	46.922.970	38.055.889	
Activos por impuestos diferidos	61.005.549	82.007.430	76.991.742	17.338.804	5.965.032	4.697.201	84.816.250	176.051.512	188.426.851	91.024.594	96.668.454	94.502.427	-	1.839.315	1.522.732	(25.966.336)	(40.975.527)	895.555	228.218.861	321.556.216	367.036.508	
TOTAL ACTIVOS	12.442.900.300	8.293.103.097	8.747.436.106	923.483.266	727.489.690	792.150.677	3.017.852.172	4.080.531.757	4.485.916.038	3.103.712.362	3.030.611.805	2.763.579.912	1.479.736.661	1.397.422.521	1.385.204.889	(6.717.113.790)	(4.282.666.568)	(4.525.200.540)	14.250.570.971	13.246.492.302	13.649.087.082	

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación																							
	País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones				Totales			
		30-09-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-09-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-09-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-09-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-09-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2011	30-09-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-09-2013	31-12-2012	31-12-2011	
MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	
ACTIVOS																								
ACTIVOS CORRIENTES																								
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	465.407.891	383.623.404	540.451.080	82.378.820	65.350.914	113.950.708	212.932.442	188.095.512	229.070.896	378.122.928	285.719.119	230.044.005	110.672.426	80.363.358	75.650.050	(115.936.523)	(43.533.540)	(26.868.729)	1.133.667.984	959.618.767	1.171.298.010			
Otros activos financieros corrientes	9.825.467	-	47.504	-	-	143.638	48.755.358	32.899.426	-	-	52.841	25.067.909	674.506	87.839	51.876	-	-	-	58.721.505	58.019.211	914.209			
Otros Activos No Financieros, Corriente	6.831.549	5.343.846	2.504.741	3.296.266	224.900	1.197.748	12.932.901	12.492.705	14.283.730	4.850.330	7.515.740	7.964.428	10.000.599	4.241.546	2.458.301	-	-	-	37.911.645	29.818.737	28.408.948			
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	66.052.529	142.361.331	157.809.488	28.944.828	19.901.491	54.090.162	22.897.917	34.854.848	63.940.752	45.895.348	35.378.529	45.507.596	25.132.972	16.439.139	16.985.155	203.961	801.583	-	189.087.555	251.736.921	338.333.153			
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	210.995.967	52.329.038	79.160.315	29.988.710	32.524.660	33.441.555	32.213.960	33.441.555	29.309.511	19.803.730	14.334.891	15.211.112	35.104.241	23.232.805	9.221.914	10.509.205	(116.140.464)	(44.335.123)	(26.868.729)	194.235.669	94.261.112	151.150.317		
Inventarios	13.664.125	30.054.549	22.853.273	3.209.812	3.158.460	1.783.282	-	24.674	-	25.149	-	2.504	10.057.393	13.257.329	11.993.970	20.004.209	12.892.282	12.645.501	46.960.213	59.387.769	49.276.530			
Activos por impuestos corrientes	151.527.640	147.278.377	79.300.187	8.411.163	2.928.216	910.713	3.153.155	4.381.795	-	1.469.792	1.515.639	1.539.124	3.756.427	232.333	-	-	-	-	168.318.177	156.336.360	81.988.782			
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES																								
Otros activos financieros no corrientes	3.966.303.336	3.806.238.338	3.836.444.494	342.190.930	282.190.205	319.979.207	460.010.027	484.097.928	600.244.367	1.619.194.990	1.563.308.503	1.393.219.292	806.548.545	786.613.843	812.558.136	(985.690.970)	(772.419.842)	(822.340.942)	6.208.556.748	6.150.028.875	6.140.104.554			
Otros activos no financieros no corrientes	27.170.541	31.436.192	11.908.606	36.278	108.154	161.140	1	1	-	1.206.779	1.236.511	1.205.585	15.157	524.133	216.790	-	-	-	29.436.756	33.304.991	13.492.121			
Otros activos no financieros no corrientes	41.677	41.505	54.246	2.293.924	1.252.853	1.099.011	24.122.675	24.553.260	27.290.081	-	635.776	-	-	-	-	(428.130)	(133.195)	-	26.030.146	26.350.199	28.443.338			
Derechos por cobrar no corrientes	-	-	160.518	160.282.660	144.560.890	150.312.091	8.515.237	2.908.137	21.685.968	3.201.981	3.014.698	3.241.735	-	-	-	-	-	-	171.999.878	150.483.725	175.400.312			
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	5.712.830	6.179.892	-	-	31.229.958	29.806.493	42.997.790	-	-	-	-	-	-	-	(31.229.958)	(35.519.323)	(51.040.898)	-	-	(1.863.216)			
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.715.103.046	1.523.247.036	1.537.616.848	2.511.696	2.743.725	3.428.479	8.711.151	9.072.881	10.801.536	-	-	-	47.025.999	51.856.848	49.887.780	(1.036.812.028)	(822.714.452)	(859.839.122)	736.539.864	764.206.038	741.895.521			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.034.358	12.617.056	10.854.274	102.836	128.534	176.228	2.472.267	2.647.693	1.410.902	23.380.453	23.938.624	22.281.991	9.167.156	9.718.479	457.861	-	-	-	48.157.088	49.048.386	35.181.256			
Plusvalía	-	-	1.702.970	1.902.217	2.357.592	-	-	-	-	5.059.774	5.194.342	-	8.356.400	8.703.399	10.361.690	82.779.146	85.947.128	88.539.076	97.898.290	101.747.086	106.385.017			
Propiedades, planta y equipo	2.203.288.424	2.209.465.781	2.247.634.237	157.921.662	125.530.800	157.747.465	343.449.070	368.075.606	456.994.530	1.528.981.696	1.469.930.901	1.302.924.129	741.983.833	713.971.669	750.111.283	-	-	-	4.975.624.685	4.886.974.757	4.915.411.644			
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	7.657.292	23.717.938	22.035.873	17.338.804	5.965.032	4.697.201	41.509.668	47.033.857	39.063.560	57.364.297	59.357.651	58.439.195	-	1.839.315	1.522.732	-	-	-	123.870.061	137.913.793	125.758.561			
TOTAL ACTIVOS	4.431.801.227	4.189.861.742	4.376.895.574	424.569.650	347.541.119	433.929.915	672.942.469	672.193.440	829.315.263	1.997.317.908	1.849.027.622	1.632.263.297	917.220.971	866.977.201	888.208.186	(1.101.627.493)	(815.953.382)	(849.208.671)	7.342.224.732	7.109.647.742	7.311.402.564			

Linea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2013 M\$	30-09-2012 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	724.377.037	744.752.221	415.052.858	241.861.711	1.203.169.739	1.410.389.831	628.511.502	638.354.217	300.749.665	288.590.974	-	-	3.271.860.801	3.323.948.954	
Ventas	714.739.952	738.042.883	220.601.237	231.867.956	1.081.315.175	1.292.810.005	603.444.970	613.995.345	290.582.032	274.062.793	-	-	2.910.683.366	3.150.778.982	
Ventas de energía	631.026.344	658.671.752	208.452.060	219.976.501	1.024.380.711	1.210.742.638	516.402.123	527.308.543	274.108.836	266.837.091	-	-	2.654.370.074	2.883.536.525	
Otras ventas	5.106.313	4.400.178	241.449	255.373	-	-	2.287.390	1.888.651	2.652	29.522	-	-	7.637.804	6.573.724	
Otras prestaciones de servicios	78.607.295	74.970.953	11.907.728	11.636.082	56.934.464	82.067.367	84.755.457	84.798.151	16.470.544	7.196.180	-	-	248.675.488	260.668.733	
Otros ingresos de explotación	9.637.085	6.709.338	194.451.621	9.993.755	121.854.564	117.579.826	25.066.532	24.358.872	10.167.633	14.528.181	-	-	361.177.435	173.169.972	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(529.738.960)	(552.259.511)	(128.249.651)	(133.291.999)	(770.667.437)	(935.620.893)	(344.719.778)	(348.971.085)	(194.856.121)	(188.514.133)	-	-	(1.968.231.947)	(2.158.657.621)	
Compras de energía	(467.989.028)	(491.195.597)	(127.333.173)	(132.947.018)	(496.563.778)	(505.961.097)	(260.947.492)	(262.254.370)	(178.472.559)	(171.300.038)	-	-	(1.531.306.030)	(1.563.658.120)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	(44.075.930)	(43.501.410)	(811.730)	(210.529)	(48.298.982)	(97.886.140)	(58.310.850)	(61.748.745)	-	-	-	-	(151.497.492)	(203.346.824)	
Otros provisionamientos variables y servicios	(17.674.002)	(17.562.504)	(104.748)	(134.452)	(225.804.677)	(331.773.656)	(25.461.436)	(24.967.970)	(16.383.562)	(17.214.095)	-	-	(285.428.425)	(391.652.677)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	194.638.077	192.492.710	286.803.207	108.569.712	432.502.302	474.768.938	283.791.724	289.383.132	105.893.544	100.076.841	-	-	1.303.628.854	1.165.291.333	
Trabajos para el Inmovilizado	2.391.594	2.048.316	11.585.912	9.317.778	9.846.769	11.932.405	2.757.352	1.564.252	2.109.587	1.804.083	-	-	28.691.214	26.666.834	
Gastos de Personal	(22.116.699)	(19.197.844)	(93.106.893)	(69.953.749)	(59.184.903)	(63.123.057)	(24.522.194)	(23.414.029)	(14.143.215)	(12.833.477)	-	-	(213.073.904)	(188.522.156)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(45.812.065)	(45.502.916)	(85.672.339)	(72.020.269)	(103.119.489)	(106.889.723)	(39.150.009)	(37.984.807)	(15.243.984)	(17.548.772)	-	-	(288.997.886)	(279.946.487)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	129.100.907	129.840.266	119.609.887	(24.086.528)	280.044.679	316.688.563	222.876.873	229.548.548	78.615.932	71.498.675	-	-	830.248.278	723.489.524	
Depreciaciones y Amortizaciones	(20.169.478)	(20.479.386)	(9.776.608)	(10.977.707)	(68.474.026)	(69.128.670)	(46.798.249)	(49.619.860)	(17.535.073)	(17.488.692)	-	-	(162.753.434)	(167.694.315)	
Reversion Deterioro (perdidas por deterioro)	(4.187.096)	(3.708.459)	(1.523.136)	(938.060)	(42.772.876)	(16.493.089)	(493.048)	(683.069)	(643.951)	(870.618)	-	-	(49.620.107)	(22.693.295)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	104.744.333	105.652.421	108.310.143	(36.002.295)	168.797.777	231.066.804	175.585.576	179.245.619	60.436.908	53.139.365	-	-	617.874.737	533.101.914	
RESULTADO FINANCIERO	1.397.869	7.964.339	(3.722.618)	(15.879.147)	(20.062.489)	(72.062.367)	(16.953.369)	(20.396.846)	(8.920.380)	(6.819.248)	179.705	45	(48.081.282)	(107.193.224)	
Ingresos financieros	6.115.497	8.225.865	30.722.672	4.012.220	89.410.215	62.591.291	5.254.855	6.428.234	1.522.403	3.265.177	-	152.571	133.025.642	84.675.358	
Gastos financieros	(4.942.491)	(1.097.199)	(34.416.592)	(20.435.986)	(109.620.511)	(135.379.491)	(22.148.951)	(26.879.464)	(10.122.590)	(10.287.390)	-	-	(181.251.135)	(194.079.530)	
Resultados por Unidades de Reajuste	368.568	961.198	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	368.568	961.198	
Diferencias de cambio	(143.705)	(125.525)	(28.698)	544.619	147.807	725.833	(59.273)	54.384	(320.193)	202.965	179.705	(152.526)	(224.357)	1.249.750	
Positivas	1.523.595	515.694	515.281	740.968	253.229	763.168	74.845	261.971	602.446	669.922	(205.663)	(72.454)	2.763.733	2.879.269	
Negativas	(1.667.300)	(641.219)	(543.979)	(196.349)	(105.422)	(37.335)	(134.118)	(207.587)	(922.639)	(466.957)	385.368	(80.072)	(2.988.090)	(1.629.519)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	(2.320)	-	-	759.924	2.202.788	-	-	-	-	759.924	2.200.468	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	73.786	-	-	-	-	(13)	-	-	-	-	73.773	
Resultados en Ventas de Activos	(6.715)	(79.445)	-	-	-	2.032.322	(23.629)	(224.977)	262.959	(22.554)	-	-	232.615	1.705.346	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	106.135.487	113.537.315	104.587.525	(51.809.976)	148.735.288	161.036.759	159.368.502	160.826.571	51.779.487	46.297.563	179.705	45	570.785.994	429.888.277	
Impuesto Sobre Sociedades	(23.325.575)	(20.717.235)	(371.905)	3.101.902	(41.362.160)	(45.811.586)	(55.542.895)	(52.518.662)	(15.398.533)	(13.043.749)	-	-	(136.001.068)	(128.989.330)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	82.809.912	92.820.080	104.215.620	(48.708.074)	107.373.128	115.225.173	103.825.607	108.307.909	36.380.954	33.253.814	179.705	45	434.784.926	300.898.947	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	82.809.912	92.820.080	104.215.620	(48.708.074)	107.373.128	115.225.173	103.825.607	108.307.909	36.380.954	33.253.814	179.705	45	434.784.926	300.898.947	
RESULTADO DEL PERÍODO	82.809.912	92.820.080	104.215.620	(48.708.074)	107.373.128	115.225.173	103.825.607	108.307.909	36.380.954	33.253.814	179.705	45	434.784.926	300.898.947	
Sociedad dominante															
Accionistas minoritarios															

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

34.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de septiembre 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\$	28.499.165	M\$	70.958.051	67.546.660	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	12.695.236	M\$	3.025.200	4.799.600	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$	1.221.941	M\$	1.221.941	2.902.660	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Chile	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cte.	M\$	1.008.400	M\$	861.657	-	-	-	-	-	-	-
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\$	2.111.057	M\$	99.283.773	97.034.059	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	39.756.170	M\$	58.432.338	60.774.330	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	5.630.835	M\$	163.307.138	122.400.013	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	9.231.045	M\$	95.735.311	77.984.021	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	124.813.647	M\$	28.214.106	29.477.645	-	-	-	-	-	-
BEI/Endesa Latinoamérica/YPF I	Dock Sud	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Ciclo combinado, Cobranzas Ctes. de CAMMESA, Terreno y Edificios	M\$	134.626.364	M\$	60.385.117	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2013 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 21.002.313.811 (M\$ 24.244.595.578 al 30 de septiembre de 2012).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de septiembre 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\$	9.061.826	M\$	9.061.826	15.245.788	-	-	-	-	-	-	-

34.3 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. \$658.926,859 millones); 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. 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 constructora acogiendo la defensa de Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución, el cual no fue admitido. La constructora, en julio de 2010, 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 Rio de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 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 en 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. La parte demandante presentó su respuesta a los embargos y el 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Rio 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\$ 984 millones (aprox. \$ 222.482,400 millones).

3.- 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 de 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 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\$140 millones (aprox. \$ 31.654 millones).

4.- 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 (aproximadamente \$ 26.604,503 millones) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita 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 traslado a Tractebel a los efectos de que se manifieste al respecto.

5.- 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 del junio de 2000. En su demanda Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$ 520.800.659 (\$117.753,028. millones aprox.), 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.

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. Por lo tanto el litigio se ha perdido en esfera administrativa, ahora bien, como en el mismo proceso litigioso se discute otro tema (decidido a favor de Ampla en el Consejo pero recurrido por la Administración), en tanto no finalice la discusión respecto de ese otro tema mismo no comenzará la etapa judicial. En caso de ser desfavorable la decisión, la impugnación en vía judicial exigirá avalar el 120% o 130% (dependiendo del tipo de garantía) de la deuda tributaria. Se estima que esto podría ocurrir en un plazo aproximado de 1 año. La cuantía asciende a R\$113 millones (aprox. \$25.549,3 millones).

7.- En 1998 Ampla, para financiar la adquisición de Coelce, 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 incumplió 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 y el 28 de diciembre 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. En caso de confirmarse la resolución de la Cámara Superior de Recursos Fiscales, Ampla recurrirá ante los Tribunales de Justicia. La cuantía asciende a R\$840millones (aprox. \$ 189.924millones).

8.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA) debería ser determinado 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. 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, en base a las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004, 2005 y 2006 (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 regularización 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 fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla decidió adoptar una estrategia extraordinaria de solicitar a la Hacienda Pública Estadual (Superintendencia de Recaudación) la revisión de la decisión del Tribunal Administrativo en base a la Ley de Amnistía (procedimiento de revisión previsto en la Ley de Amnistía de 2006). Así, la petición fue remitida al citado órgano y, sucesivamente, al propio Gobernador del Estado de Río de Janeiro (instancia prevista en el ámbito del derecho fiscal y administrativo, para decisiones en base a la equidad, en nuestro caso, bajo el argumento de contribuyentes que no pagaron el impuesto quedaron en situación mejor que la de Ampla). Ampla no ha obtenido respuesta a su petición de revisión por lo que la deuda debería haber estado suspendida hasta el análisis final del proceso en el ámbito administrativo pero ello no ha sido así. En noviembre de 2012 el Estado de Río de Janeiro ha inscrito de la deuda en registro público como si fuera debida, lo que ha implicado la necesidad de aportar el 12 de noviembre garantía del 140% de la deuda tributaria

con objeto de poder seguir percibiendo fondos públicos. Una vez recibida la decisión, probablemente desfavorable, se recurrirá al poder judicial. Con fecha 05 Junio 2013, el Tribunal de Rio emitió decisión desfavorable sobre la garantía presentada por Ampla para suspender la exigibilidad de la deuda tributaria. La decisión de 2ª instancia judicial aceptó el recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Rio de Janeiro exigiendo la sustitución de la garantía financiera presentada por Ampla que fue bajo la modalidad de “seguro garantía”, para asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal. Aunque la probabilidad de cambiar la decisión es remota, Ampla presentó a otro órgano del propio Tribunal de Rio. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el “seguro 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\$230 millones (aprox. \$ 52.003 millones).

9.- A fines de 2002, la compañía brasilera de generación CGTF 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”, con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor que le permitió sacar los bienes de la aduana con la tasa del 0% pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza obtuvo resolución favorable en la esfera administrativa y en 2ª instancia judicial, ahora bien la Unión Federal presentó en 2009 recurso de aclaración en contra de la decisión de 2º instancia y se resolvió a favor de Endesa Fortaleza, por lo cual en marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) y en 2011 se rechazó, volviendo la Hacienda Pública a recurrir en contra de dicha decisión. En diciembre 2012, el redactor del proceso juzgó improcedente el recurso especial presentado por la Hacienda y ésta última presentó nuevo recurso para el órgano colegiado del Superior Tribunal de Justicia (STJ). Se aguarda el juzgamiento del nuevo recurso. El depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. La cuantía asciende a R\$79 millones (\$ 17.862 millones).

10.- 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. Actualmente este juicio se encuentra en segunda instancia, con sentencia parcialmente desfavorable a AMPLA en primera instancia, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1º 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 juicio. 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 los demandantes presentaron 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). Actualmente están pendientes los plazos para interponer

recursos. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$53 millones (aprox. \$ 11.983,300 millones).

11.- Este juicio comenzó el año 1996 con la presentación de un recurso por 45 trabajadores que solicitaron la reincorporación a sus puestos de trabajo en la empresa brasilera de distribución Ampla. Ampla obtuvo sentencia favorable 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 Rio 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\$ 122 millones (aprox. \$ 27.584,2 millones).

12.- Al final de los años 70, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) lanzó un programa para financiar el desarrollo de zonas rurales en Brasil, dentro del cual se contemplaban proyectos de electrificación. Coelce, a la sazón empresa de propiedad del Gobierno Brasileño, decidió promover 13 cooperativas cuyo objeto era la electrificación rural del Estado de Ceará. En los años 80, se estableció, entre ésta y las 13 cooperativas, un sistema contractual que preveía una remuneración por los activos, conviniéndose el pago de un arriendo mensual, actualizable con la inflación por un plazo indeterminado y en el cual se responsabilizaba a Coelce por la operación y mantenimiento de los respectivos activos.

Coelce pagó regularmente el arriendo a las cooperativas por la utilización del sistema eléctrico, desde el año 1982 hasta junio de 1995 (actualizando mensualmente los valores del arriendo por el índice de inflación). A partir de junio 1995, Coelce, siendo aún propiedad estatal, resolvió no actualizar el valor de los pagos. Coelce fue privatizada en 1998, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis.

Entre otros procesos iniciados por esta causa, existe uno iniciado por la cooperativa Coperva, en el año 2001, demandando la actualización de las rentas de arrendamiento. 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\$152.574.258 (aprox. \$ 34.497,039 millones). El proceso sufrió en febrero 2013, una activación como consecuencia de una resolución de "medida anticipada de tutela". Al respecto, se ha presentado

un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. El proceso se encuentra todavía en primera instancia pendiente de pericia. La sentencia definitiva del pleito puede retrasarse varios años.

13.- 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 en el futuro 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 las 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 06 de Septiembre 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. \$ 25.054,71 millones), 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 y propuso una mesa técnica de trabajo.

14.- CODENSA y Sintraelecól suscribieron una Convención Colectiva de Trabajo para el período 2004-2007, de conformidad con la legislación laboral colombiana, la que fue prorrogada de manera automática. Posteriormente, en julio de 2011 entre CODENSA y Sintraelecól se suscribió un acta convencional que modificaba, eliminaba, o adicionaba algunos artículos de la Convención Colectiva 2004-2007. Se ha iniciado un proceso por el cual algunos trabajadores afiliados a Sintraelecól pretenden se declare la ilegalidad del acta Convencional suscrita en julio de 2011 y, de esta forma, se apliquen de manera íntegra todas las prerrogativas consagradas en la Convención Colectiva 2004-2007. En cuanto al estado procesal de este litigio, el tribunal

declaró la excepción previa de falta de legitimación en la causa por activa, con lo cual se dio por terminado el proceso. Sin embargo, esta decisión fue revocada por el Tribunal Superior de Bogotá, por lo que el proceso continúa y actualmente se está a la espera se dicte el decreto de pruebas. La cuantía de este proceso asciende aproximadamente a \$144 mil millones pesos colombianos (aprox. \$37.920,66 millones).

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 \$790.010 millones. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de aproximadamente 60 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 este año 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 citación a la audiencia de conciliación.

16.- 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. Con fecha 27 de mayo 2013 se sumaron 286 nuevos demandantes, los cuales corresponden a productores y/o comercializadores de café, por lo que actualmente el número de demandantes alcanza las 1.426 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 contestó la demanda y se está a la espera se fije la fecha de la audiencia de conciliación. 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. \$24.490,43 millones).

17.- 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. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal. En febrero de 2012 se notificó resolución por la cual el Tribunal Fiscal resuelve en última instancia administrativa, el litigio de EDEGEL por Impuesto a la Renta ejercicio 1999, sobre revaluación voluntaria de activos. El Tribunal ha resuelto a favor de la empresa para el caso de Central Huinco (obras civiles) y la Central Matucana (obras civiles, equipos y maquinarias y otros activos), y en contra respecto de las demás centrales (Santa Rosa, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní), disponiendo que la SUNAT “proceda al recálculo de la deuda”.

En mayo de 2012, Edegel presentó Demanda Contencioso Administrativa (DCA) contra la Resolución del Tribunal Fiscal. En Junio de 2012: Edegel presentó ante SUNAT un escrito para el recálculo de la deuda mantenida por el Tribunal Fiscal y que es materia de reliquidación por la SUNAT. El 19 de junio de 2012, Edegel es notificada con la Resolución de Intendencia N°0150150001103, en la cual consta el recálculo realizado por SUNAT de la deuda tributaria. El 26 de junio de 2012, Edegel efectuó pago parcial de la deuda actualizada a dicha fecha, excepto en la parte referida a la Participación de los Trabajadores en las Utilidades. Cabe señalar que el pago ha sido realizado sobre la base del criterio adoptado por el Tribunal Fiscal en el expediente por IR 1999. Dicho pago no ha significado desistimiento alguno en la pretensión de Edegel, es decir, el litigio se mantiene. En Julio de 2012, Edegel fue notificada de Resolución de Intendencia de la SUNAT que desestima el recálculo. Edegel presentó recurso de apelación parcial en contra de la Resolución de la SUNAT. El expediente de apelación fue elevado al Tribunal Fiscal para su resolución. En agosto 2012, el Juez admite a tramitación la DCA y dicta traslado de la misma para que el TF y la SUNAT den contestación a la DCA. En Octubre 2012 el Juez tiene por contestada la DCA tanto por el TF y la SUNAT. En conclusión el estado procesal es el siguiente: Respecto al ejercicio 1999, se dictó fallo parcialmente favorable por el TF a la empresa que dispuso que la SUNAT efectuó recálculo de la deuda. En el Tribunal Fiscal se está a la espera de la resolución por el Tribunal Fiscal del recurso de apelación parcial en contra de la Resolución de Intendencia de la SUNAT que efectuó el recalcu de la deuda. En Poder Judicial (PJ), la Demanda Contenciosa Administrativa (DCA) en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declarar improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución

vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma, el cual se encuentra pendiente de resolución. Respecto de los ejercicios 2000 y 2001 se presentaron los informes orales y escritos de alegatos. Se está a la espera de la Resolución por el Tribunal Fiscal. Se presentarán nuevas pruebas encontradas con el objeto de reducir la “parte que se perdería” de 6 mm € a 1.3 mm €. El TF podría declarar que las pruebas son inadmisibles por extemporáneas. La cuantía de estas reclamaciones asciende a S./120.072.390 (aprox. \$ 21.761,91 millones).

18.- En el ejercicio 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 un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, 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 fundadas 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, 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.

19.- 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 12.03.2013 la ICA ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de 1ra. instancia. Con fecha 02 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 \$ 14.610.042.700. Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

20.- 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, a la presente fecha, 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, 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.

21.- 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 Pirihueico, 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 Pirihueico 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; que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa 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 periodo 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, 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 termino probatorio ordinario. Pendiente tramitación de peritaje.

22.- 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 Construcáo e Administracáo 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 16.10.2012 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 y Credit Agricole por USD 18.940.294,84. 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 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 04.01.2013 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 US\$MM1.294 (aprox. \$ 652.434 millones), en el caso de Tecnimont, y US\$MM15 (aprox. \$ 7.563. millones), 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 presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 02 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Se estableció continuar con un procedimiento simultáneo y fijar como fecha límite de presentación del memorial de demanda el día 02/12/2013.

23. 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 07 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. 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 pendiente su vista

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.

34.4 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 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 préstamos bajo ley chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor. En estos préstamos el monto en mora en una deuda también debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Desde su suscripción, estos préstamos 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 exigirlo 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 último Yankee Bond de Enersis S.A. vence en diciembre de 2026, y el de Endesa Chile en febrero de 2097.

Los bonos locales de Enersis S.A. y Endesa 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 \$ 592.623 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 30 de septiembre de 2013, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 8.396.296 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 30 de septiembre de 2013, la Razón de Endeudamiento fue de 0,70.
- 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 30 de septiembre de 2013, la relación mencionada fue de 2,16.

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 30 de septiembre 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 locales de Endesa 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 30 de septiembre de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 756.977 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 30 de septiembre de 2013, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.629.558 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 30 de septiembre de 2013, la relación mencionada fue de 6,31.
- 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 30 de septiembre de 2013, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 620,9 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 con vencimiento en mayo de 2032 .. 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 30 de septiembre 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 las excepciones de nuestras filiales argentinas de generación Endesa Costanera al 30 de septiembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 y de El Chocón al 30 de septiembre de 2013.

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 la cuota por US\$ 17,6 millones, que venció el 30 de marzo de 2012; la cuota por US\$ 17 millones, que venció el 30 de septiembre de 2012; la cuota de US\$ 15,4 millones, que venció el 31 de marzo de 2013; y la cuota por US\$ 18,5 millones que venció el 30 de septiembre de 2013. 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, y las negociaciones para reestructurar la deuda siguen en curso. Si Mitsubishi Corporation efectuara una intimación fehaciente mediante una comunicación formal de aceleración, un total de US\$ 183 millones del préstamo se harían exigibles por cláusulas de cross default y quiebra, incluyendo la deuda con Mitsubishi Corporation.

Al 30 de septiembre de 2013, el covenant de El Chocón EBITDA/Gastos financieros del préstamo por US\$ 19 millones del Standard Bank/Deutsche/Itaú se encontraba en incumplimiento. Por cláusulas de cross default, el incumplimiento podría acelerar US\$ 29 millones adicionales. El Chocón contactó informalmente a los bancos comunicándoles el incumplimiento del covenant y los bancos accederían a otorgar un waiver por septiembre de 2013 y diciembre de 2013.

Nada de lo anterior representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis.

34.5 Otras informaciones.

- Nuestra filial argentina Endesa Costanera está presentando déficit en su capital de trabajo y Patrimonio negativo en su Estado de Situación Financiera Estatutario, a causa de las dificultades que está teniendo para obtener ajustes tarifarios que recojan los costos reales de generación, 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. El riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el Grupo no es significativo.

- 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. Con fecha 13 de septiembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 246/2012 informa que el " Veedor" se mantendrá por otros 45 días más prorrogables. Con fecha 14 de noviembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 337/2012 informó que el "Veedor" se mantendrá por otros 45 días hábiles más prorrogables. Con fecha 23 de enero de 2013 el ENRE, mediante Resolución N°0034/2013 informo que el veedor se mantendrá por otros 45 días hábiles más prorrogables. Con fecha 10 de mayo de 2013 mediante disposición ENRE N°25/2013, ha procedido a ampliar el plazo del veedor por 90 días prorrogables. 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 prorroga.

35. 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 30 de septiembre de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, era la siguiente:

País	30-09-2013				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	98	2.016	304	2.418	2.401
Argentina	43	2.723	1.033	3.799	3.620
Brasil	33	2.428	265	2.726	2.696
Perú	19	764	156	939	936
Colombia	27	1.548	32	1.607	1.573
Total	220	9.479	1.790	11.489	11.226

País	31-12-2012				Promedio del periodo (*)
	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 periodo (*)
	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 11.

36. SANCIONES.

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

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. (\$ 669.802.320.). 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 a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.
- 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 \$13.150.981, la cual fue pagada el 28.03.2013.
- 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., (\$582.436.800). 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. La compañía interpuso recurso de reclamación eléctrica ante la Corte de Apelaciones de Santiago. A la fecha, se encuentra pendiente su vista.

- 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. (\$4.853.640), 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.
- 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.
- 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: (2)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. (vi) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.
Endesa, por su parte, presentó ante la SMA en tiempo y forma un plan de cumplimiento y sus respectivos descargos. El plan de cumplimiento fue rechazado, y respecto de los descargos, a la fecha están pendiente de resolverse. Una vez resueltos, la autoridad sancionatoria impondrá una multa en Unidades Tributarias Anuales, cuya cuantía fijará la SMA, ponderando los antecedentes presentados por Endesa.

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 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.

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 fueron 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. No obstante, los directores debían pagar la multa impuesta por la SVS 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 de M\$ 292.774 informado por Endesa Chile al 30.09.2013. 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, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

3.- Transquillota Ltda.

- En el ejercicio 2012 la sociedad Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada (Transquillota Ltda.) 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 \$ 19.208.462 el cual fue pagado con fecha 27.03.2013. Endesa Chile sólo participa en un 50% del pago, estos es, de \$ 9.604.231.

4.- Chilectra S.A.

- Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada por una multa por fallas técnicas relacionadas con el suministro eléctrico, por un monto de M\$29.529. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de cada una de ellas, ha deducido los recursos de reposición o reclamación, según corresponda.
- 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.
- Durante el periodo del 01 de enero al 30 de septiembre 2013 y el ejercicio 2012, los directores o administradores no han sido afectados por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros o de otras autoridades administrativas.
- Para el período entre el 1 de enero y el 30 de septiembre 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\$226.847.-

5.- 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 de pesos argentinos (aprox. M\$7.270.103).
- 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 de pesos argentinos (aprox. M\$1.182.960).
- 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 de pesos argentinos.(aprox. M\$2.057.625).
- 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 de pesos argentinos (aprox. M\$ 2.460.620) y de seguridad en la vía pública por un monto de M\$ 1.536 de pesos argentinos (aprox. M\$ 133.693).

6.- 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\$ 267.125). 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\$ 3.742) 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\$1.740). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

7.- 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\$4.173.480). 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\$4.439. (M\$51 pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

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 aprox. M\$606.626 (M\$ 2.863 de reales). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de aprox. M\$1.600.561 (M\$7.079 de reales). 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 aprox. M\$1.690.775 (M\$7.478 de reales). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- Para el periodo de enero hasta septiembre de 2013, la sociedad ha sido sancionada con seis 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 aprox. M\$ 6.905.571 (o R\$30.542.114). La compañía presentó recursos para cuatro de las multas recibidas, pero aún no tenemos las decisiones. Las otras dos sanciones fueron pagas al valor de aprox M\$ 33.264 (o R\$147.124)
- Para el periodo de enero hasta septiembre de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 18 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 aprox. M\$19.734* (o R\$87.284). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó una en el valor de aprox. M\$339 (o R\$1.500).

(*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla).

- Para el periodo de enero hasta septiembre de 2013, la sociedad no ha sido sancionada por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ).

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 aprox. M\$315.861 (M\$1.397 de reales).
- 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\$ 155.782 (M\$689 de reales).
- Para el periodo de enero hasta septiembre de 2013, la sociedad ha sido sancionada con veinte cinco multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por accidente con terceros (población) (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 aprox. M\$7.309.092 (o R\$32.326.812). La compañía presentó recursos para diecinueve de las multas recibidas, pero aún no tenemos las decisiones. Las otras dos sanciones fueron pagas al valor de aprox. M\$93.169 (o R\$412.070).

- Para el periodo de enero hasta septiembre de 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).
- Para el periodo de enero hasta septiembre de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 3 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de aprox. M\$ 3.683 (o R\$16.291). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero dos ya fueron juzgados y rechazados por órgano. Entonces, hoy tenemos tan solamente un recurso sin respuesta hasta el momento.

10.- Edelnor S.A.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Edelnor S.A.A. ha sido sancionada cinco (05) multas vinculadas a determinación de impuesto renta años 2007 y 2008 por un monto, actualizado al 31 de junio de 2013, de S/.17.240.876 (aprox. M\$ 3.124.736). La compañía ha presentado los recursos de apelación respectivos, encontrándose 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\$ 84.031) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M\$129.949)
- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/.1.861,63 (M\$339) a la Administración Tributaria peruana (SUNAT) por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.
- Durante el primer semestre del 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con once (11) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/. 1.786.597,82 (aprox. M\$323.802)

11.- Edegel

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue notificada por la Administración Tributaria (SUNAT) con resoluciones de determinación y multa referidas a supuestas omisiones en la determinación del Impuesto a la renta del ejercicio 2006. La contingencia asociada a estas acotaciones actualizada al 31 de marzo de 2013 fue S/. 27.858.269,46 (aprox. M\$5.049.032) (incluidos multas e intereses). El recurso de apelación interpuesto por la compañía se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, la Administración Tributaria (SUNAT) ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$6.965.631) por concepto tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el impuesto a la renta del ejercicio 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. ha presentado una demanda contencioso-administrativa.
- 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/. 18.250,00 (5 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) (aprox. M\$3.307) 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 periodo; 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\$1.378) 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\$36.418) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700,00 (aprox. M\$7.376) (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\$19.224) 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 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\$ 87.195) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad de San Isidro mediante Resolución de Gerencia N° 2013-002787-1700-GF/MSI, procedimiento sancionador iniciado con la Papeleta de Infracción N° 13-002041, con multa ascendente a S/. 1110,00 (aprox. M\$ 201) de acuerdo a la Ordenanza N° 305-MSI y la Ordenanza N° 310-MSI.
- 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/. 453,86.00 (M\$82) por: (i) 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\$61,621).
- 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/. 4.070,00 (aprox. M\$737) por: (i) 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. \$553).

12.- Empresa Eléctrica de Piura

- 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/. 185.000,00 (aprox. M\$ 33.529) (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 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/. 13.140,00 (aprox. M\$2.381) (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 noviembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) Multa de 1,8 UIT por 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 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos aprobado por Decreto Supremos N° 052-93-EM, (ii) multa de 1.80 UIT por presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967-19681-20111018-102524-74 respecto de las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a consumidores directos de combustibles líquidos. De las cuales se canceló el monto de una multa ascendente a S/. 5.920,00 (aprox. M\$ 1.072) en el mes de abril de 2013; y otra que aún se encuentra pendiente de pago ha sido notificada mediante

Resolución de Ejecución Coactiva N° 1227-2013 en agosto de 2013, para que cumpla con pagar el monto de S/. 1.925,00 (aprox. M\$ 348).

- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005,00 (aprox. M\$ 1.269) 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/. 15.873,00 (aprox. M\$ 2.876) (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/. 691.500,00 (M\$ 125.327) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.

13.- Chinango S.A.C.

- 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\$ 7.276) (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 CI1 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/.18.250,00 (aprox. M\$ 3.307) (5 Unidad Impositiva Tributaria - 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/. 29.200,00 (aprox. M\$ 5.292) (8 Unidad Impositiva Tributaria - 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 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/. 3.800,00 (aprox. M\$ 688) 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 los 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 los 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 los 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 imponen multa ascendente a S/. 1.850,00

(M\$ 335) (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.

14.- 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 (M\$ 27.731), 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.

15.- 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 sancionó a la Empresa en un monto de Col\$41.200.000,00 COP (aprox. M\$10.712) 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 \$26.780.000,00 (aprox. M\$6.962) 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 \$21.424.000,00 (aprox. M\$5.570) por violación del régimen tarifario por cálculo 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\$11.787) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el artículo 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\$8.373) 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.

La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

37. HECHOS POSTERIORES.

PEHUENCHE

- Con fecha 2 de octubre 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:

1. 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.

2. 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. Previo 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., retiró 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.

CHILECTRA

- Con fecha 29 de octubre de 2013, nuestra filial Chilectra S.A., informó que en Directorio celebrado el día de hoy, se acordó la distribución y pago del Dividendo Provisorio N° 23. El pago se realizará el día 28 de noviembre de 2013 y se pagará un valor de \$7 por acción.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2013 y la fecha de emisión de los estados financieros.

38. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 30 de septiembre de 2013 y 2012, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	30-09-2013 M\$	30-09-2012 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.	1.246.273	826.869
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	463.719	319.140
Chilectra	Instalación de Space cap y Preensablado; Implementación de Plan de Manejo Forestal (PMF), Línea 220/110 KV Tap Chicureo. Mediciones de ruido Tap San José.	783.977	-
Chilectra	Gestión de residuos peligrosos, poda de árboles y roce de vegetación en alta tensión, mantención de jardines y control de maleza en SSEE.	300.675	40.978
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	14.277	-
Total		2.808.921	1.186.987

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ASOCIADAS.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales asociadas al 30 de septiembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	30-09-2013									
	Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$
Chilectra S.A.	consolidado	207.714.590	1.158.253.373	1.365.967.963	(224.068.540)	(47.210.528)	(271.279.068)	724.377.039	(551.277.595)	173.099.443
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	38.097.681	33.091.232	71.188.913	(2.026.183)	(465.179)	(2.491.362)	13.627.454	(6.452.431)	7.175.023
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.247.725	136.436	4.384.161	(3.470.956)	(552.174)	(4.023.130)	4.234.121	(5.263.355)	(1.029.234)
Inversiones Distritima S.A.	separado	21.566.129	43.694.135	65.260.264	(170.031)	-	(170.031)	-	7.813.289	7.813.289
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	73.619.360	456.422.809	530.042.169	(124.967.161)	(187.111.345)	(312.078.506)	301.012.624	(264.631.669)	36.380.955
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	569.468.473	3.241.127.813	3.810.596.286	(614.778.002)	(685.186.495)	(1.299.964.497)	769.872.597	(563.066.758)	206.805.839
Endesa Eco S.A.	separado	32.650.697	347.724.030	380.374.727	(158.126.027)	(19.662.879)	(177.788.906)	22.821.178	(15.455.531)	7.365.647
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	42.554.606	220.220.951	262.775.557	(47.123.571)	(42.544.629)	(89.668.200)	159.989.251	(66.319.280)	93.669.971
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	211.140.517	(157.918.033)	53.222.484
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	11.164.440	73.102.650	84.267.090	(7.474.226)	(105.111)	(7.579.337)	30.019.433	(29.669.787)	349.646
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	13.065.886	11.013.232	24.079.118	(3.552.869)	(7.236.235)	(10.789.104)	7.866.743	(2.895.866)	4.970.877
Endesa Argentina S.A.	separado	26.185.568	27.142.639	53.328.207	(1.783.358)	-	(1.783.358)	-	1.968.941	1.968.941
Endesa Costanera S.A.	separado	21.024.594	109.610.688	130.635.282	(205.576.530)	(8.116.096)	(213.692.626)	58.381.503	(86.497.998)	(28.116.495)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	12.732.271	138.101.886	150.834.157	(20.279.268)	(47.090.568)	(67.369.836)	26.268.000	(19.454.404)	6.813.596
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	378.143.204	1.614.108.591	1.992.251.795	(308.017.644)	(836.331.018)	(1.144.348.662)	477.041.249	(306.945.306)	170.095.943
Generandes Perú S.A.	separado	243.291	196.158.643	196.401.934	(11.202)	-	(11.202)	-	26.417.890	26.417.890
Edegel S.A.A.	separado	71.452.749	641.392.892	712.845.641	(57.917.517)	(224.984.812)	(282.902.329)	180.157.359	(126.226.637)	53.930.723
Chinango S.A.C.	separado	8.185.068	101.751.179	109.936.247	(14.020.690)	(35.286.718)	(49.307.408)	20.235.596	(12.930.218)	7.305.378
Endesa Brasil S.A.	separado	426.271.096	819.862.246	1.246.133.342	(232.533.724)	(25.699)	(232.559.423)	-	106.684.852	106.684.852
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	84.517.771	131.669.287	216.187.058	(48.065.736)	(23.885.704)	(71.951.440)	123.849.917	(95.550.742)	28.299.175
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	100.985.363	97.077.275	198.062.638	(41.155.518)	(1.683.374)	(42.838.892)	88.337.792	(25.380.275)	62.957.517
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	27.461.317	231.230.996	258.692.313	(109.619.442)	(5.076.603)	(114.696.045)	47.924.391	(29.183.711)	18.740.680
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.634.577	3.591.651	20.226.228	(5.216.158)	(16.468.479)	(21.684.637)	1.601.179	(3.973.787)	(2.372.608)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	193.285.738	631.206.936	824.492.674	(178.748.042)	(248.309.198)	(427.057.240)	502.328.568	(468.184.888)	34.143.681
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	4.489.780	191.442	4.681.222	(2.763.155)	-	(2.763.155)	4.964.536	(3.455.714)	1.508.823
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	210.207.904	997.327.994	1.207.535.898	(186.061.908)	(475.064.977)	(661.126.885)	700.841.170	(627.611.724)	73.229.446
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	12.151.950	80.917.232	93.069.182	(44.355.043)	-	(44.355.043)	-	8.845.623	8.845.623
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	207.381.489	910.881.024	1.118.262.513	(332.080.238)	(229.818.953)	(561.899.191)	628.507.436	(524.294.179)	104.213.257
Inversora Codensa S.A.	separado	901	75	976	(50)	-	(50)	-	(39)	(39)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	174.192.066	275.230.167	449.422.233	(392.874.448)	(20.742.742)	(413.617.190)	415.052.858	(310.805.962)	104.246.896
Generalima, S.A.C.	separado	913.739	31.874.496	32.788.235	(6.727.425)	-	(6.727.425)	-	(818.804)	(818.804)
Endesa Cema, S.A.	separado	32.624.295	877.545	33.501.840	(27.929.253)	-	(27.929.253)	1.681.374	(1.560.373)	121.001
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	17.120.229	78.384.833	95.505.062	(105.880.325)	(14.207.235)	(120.087.560)	38.545.104	(57.726.903)	(19.181.798)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	31.485.939	73.463.838	104.949.777	(11.803.850)	(45.391.218)	(57.195.068)	29.204.308	(26.377.903)	2.826.405
Inversiones Sudamerica Ltda.	Consolidado	148.265.539	1.123.988.201	1.272.253.740	(7.300.536)	-	(7.300.536)	-	(7.218.564)	(7.218.564)

31-12-2012										
Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) 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 Distritalima 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 Pangué 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 Energia 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 Inversora Codensa S.A.	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
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	925	77	1.002	(11)	-	(11)	-	(141)	(141)
	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 30/09/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Agua 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.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	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 Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
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 30/09/2013			% 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.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	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 Pangue 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.	Real	22,06%	77,94%	100,00%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/09/2013			% 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)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	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.	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 30/09/2013			% 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.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	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 Energia 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.

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 periodo 2013 y ejercicio 2012

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 30 de septiembre 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 24.1.1.

No hubo exclusiones del perímetro de consolidación durante el periodo 2013 y ejercicio 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 30/09/2013			% 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

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	30-09-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			8.435.679	4.678.601	19.517.825
	Dólares	Pesos chileno	-	-	
	Dólares	Pesos Colombianos	30.391	10.947	5.634
	Dólares	Soles	6.544.294	4.233.557	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	1.860.994	434.097	16.310.223
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			14.116.007	14.361.204	20.299.704
	Dólares	Pesos chileno	14.116.007	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			22.551.686	19.039.805	39.817.529
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			22.551.686	19.039.805	39.817.529
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			157.194.740	141.911.625	141.911.625
	Dólares	Pesos chileno	124.278.432	105.615.031	105.615.031
	Peso colombiano	Pesos chileno	32.268.935	33.527.186	33.527.186
	Peso argentino	Peso chileno	647.373	2.769.408	2.769.408
Plusvalía			401.440.047	426.209.853	477.068.142
	Reales	Soles	8.356.400	8.703.399	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	253.223.768	272.442.268	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.438.429	11.742.640	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	120.862.171	124.877.836	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	7.559.279	8.443.710	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			558.634.787	568.121.478	618.979.767
TOTAL ACTIVOS			581.186.473	587.161.283	658.797.296

	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-09-2013							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
			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		98.418.978	370.326.799	468.745.777	250.916.918	233.144.194	476.477.384	960.538.496	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	Pesos chileno	14.877.223	306.710.763	321.587.986	160.939.527	159.300.712	430.499.088	750.739.327	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	Reales	3.805.379	4.691.932	8.497.311	15.290.117	7.611.118	3.385.546	26.286.781	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	Soles	4.373.832	14.011.425	18.385.257	71.478.970	66.232.364	42.592.750	180.304.084	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	Peso Argentino	75.362.544	44.912.679	120.275.223	3.208.304	-	-	3.208.304	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			98.418.978	370.326.799	468.745.777	250.916.918	233.144.194	476.477.384	960.538.496	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 30-09-2013											
	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 Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales bruto	556.884.884	75.397.119	28.099.021	13.005.920	6.952.642	23.412.456	4.721.011	3.553.126	2.858.203	147.729.455	862.613.837	188.465.997
Provisión de deterioro	(658.629)	(14.859.263)	(3.577.449)	(2.884.544)	(2.986.402)	(2.235.370)	(2.167.489)	(1.620.876)	(1.331.161)	(118.624.155)	(150.945.338)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	142.042.234	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142.042.234	41.880.678
Provisión de deterioro	(5.568.875)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.568.875)	-
Total	692.699.614	60.537.856	24.521.572	10.121.376	3.966.240	21.177.086	2.553.522	1.932.250	1.527.042	29.105.300	848.141.858	230.346.675

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	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 Corriente M\$	Total No Corriente 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											
	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 Corriente M\$	Total No Corriente 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 30-09-2013						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	10.150.518	541.619.730	334.641	15.265.154	10.485.159	556.884.884	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	2.014.253	70.295.785	97.668	5.101.334	2.111.921	75.397.119	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	377.782	25.451.195	38.781	2.647.826	416.563	28.099.021	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	90.537	10.895.785	27.206	2.110.135	117.743	13.005.920	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	78.519	5.563.920	23.487	1.388.722	102.006	6.952.642	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	66.906	22.274.784	24.069	1.137.672	90.975	23.412.456	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	60.172	3.751.583	20.073	969.428	80.245	4.721.011	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	43.564	2.648.629	31.038	904.497	74.602	3.553.126	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	37.191	2.016.447	31.255	841.756	68.446	2.858.203	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	551.606	120.462.447	25.647	27.267.008	577.253	147.729.455	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	13.471.048	804.980.305	653.865	57.633.532	14.124.913	862.613.837	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 30-09-2013		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	157.577	15.077.440	154.004	19.226.955	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.297	11.149.226	11.294	22.616.860	11.033	26.318.280
Total	166.874	26.226.666	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	
	30-09-2013	30-09-2012
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	33.021.634	19.717.125
Provisión cartera repactada	9.626.754	3.124.449
Castigos del periodo	(14.071.493)	(1.142.151)
Recuperos del periodo	(21.225.238)	(119.443)
Total	7.351.657	21.579.980

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-09-2013		30-09-2012	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provision deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	57.176	1.908.089	2.243.620	2.668.028
Monto de las operaciones M\$	5.492.566	21.423.150	17.489.627	22.722.131

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 Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	30-09-2013												
	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\$			
Deudores Comerciales Generación y transmisión	159.422.983	1.790.954	495.732	235.858	296.967	18.725.784	9.760	7.065	10.031	57.571.558	238.566.692	165.342.067	
-Grandes Clientes	114.496.088	537.443	173.381	4.757	290.135	191.719	3	-	5	3.018.724	118.712.255	-	
-Clientes Institucionales	20.638.643	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.638.643	156.826.830	
-Otros	24.288.252	1.253.511	322.351	231.101	6.832	18.534.065	9.757	7.065	10.026	54.552.834	99.215.794	8.515.237	
Provision Deterioro	(233.045)	-	-	(205.425)	-	-	-	-	-	(54.232.785)	(54.671.255)	-	
Servicios no facturados	92.015.390	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92.015.390	5.471.927	
Servicios facturados	67.407.593	1.790.954	495.732	235.858	296.967	18.725.784	9.760	7.065	10.031	57.571.558	146.551.302	159.870.140	
Deudores Comerciales Distribución	397.461.901	73.606.165	27.603.289	12.770.062	6.655.675	4.686.672	4.711.251	3.546.061	2.848.172	90.157.897	624.047.145	23.123.930	
-Clientes Masivos	259.202.842	56.842.817	18.870.803	4.510.271	4.093.349	3.195.610	2.936.608	1.723.381	1.299.304	37.600.416	390.275.401	13.048.190	
-Grandes Clientes	95.434.780	10.496.417	4.009.524	1.757.413	1.298.354	680.773	780.669	893.845	590.611	27.437.549	143.379.935	5.590.463	
-Clientes Institucionales	42.824.279	6.266.931	4.722.962	6.502.378	1.263.972	810.289	993.974	928.835	958.257	25.119.932	90.391.809	4.485.277	
Provision Deterioro	(425.584)	(14.859.263)	(3.577.449)	(2.679.119)	(2.986.402)	(2.235.370)	(2.167.489)	(1.620.876)	(1.331.161)	(64.391.370)	(96.274.083)	-	
Servicios no facturados	186.114.608	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186.114.608	692.836	
Servicios facturados	211.350.183	73.606.164	27.603.289	12.770.062	6.655.675	4.686.672	4.711.251	3.546.061	2.848.172	90.157.897	437.935.426	22.431.094	
Total Deudores Comerciales Brutos	556.884.884	75.397.119	28.099.021	13.005.920	6.952.642	23.412.456	4.721.011	3.553.126	2.858.203	147.729.455	862.613.837	188.465.997	
Total Provisión Deterioro	(658.629)	(14.859.263)	(3.577.449)	(2.884.544)	(2.986.402)	(2.235.370)	(2.167.489)	(1.620.876)	(1.331.161)	(118.624.155)	(150.945.338)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	556.226.255	60.537.856	24.521.572	10.121.376	3.966.240	21.177.086	2.553.522	1.932.250	1.527.042	29.105.300	711.668.499	188.465.997	

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 Provision 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											
	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 Corriente M\$	Total No Corriente 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 Provisión 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 30-09-2013										
	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	152.935.024	1.781.201	485.036	214.415	291.430	18.719.258	3.177	-	2.148	57.155.403	231.587.092
-Grandes Clientes	114.496.088	537.443	173.381	4.757	290.135	191.719	3	-	5	3.018.724	118.712.255
-Clientes Institucionales	20.638.643	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.638.643
-Otros	17.800.293	1.243.758	311.655	209.658	1.295	18.527.539	3.174	-	2.143	54.136.679	92.236.194
Cartera repactada	6.487.959	9.752	10.696	21.442	5.537	6.526	6.583	7.065	7.883	416.154	6.979.597
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.487.959	9.752	10.696	21.442	5.537	6.526	6.583	7.065	7.883	416.154	6.979.597
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	388.684.706	68.514.584	24.966.159	10.681.370	5.272.490	3.555.526	3.748.406	2.648.629	2.014.299	63.307.044	573.393.213
-Clientes Masivos	251.642.916	52.893.893	17.021.615	3.314.021	3.125.347	2.358.700	2.250.008	1.108.755	758.609	24.626.850	359.100.714
-Grandes Clientes	94.888.633	9.918.270	3.865.918	1.580.847	1.229.091	631.464	712.036	819.530	495.757	27.203.964	141.345.510
-Clientes Institucionales	42.153.157	5.702.421	4.078.626	5.786.502	918.052	565.362	786.362	720.344	759.933	11.476.230	72.946.989
Cartera repactada	8.777.195	5.091.582	2.637.130	2.088.693	1.383.185	1.131.146	962.845	897.432	833.873	26.850.854	50.653.935
-Clientes Masivos	7.559.924	3.948.924	1.849.187	1.196.250	968.002	836.910	686.601	614.627	540.695	12.973.565	31.174.685
-Grandes Clientes	546.149	578.147	143.606	176.566	69.263	49.309	68.633	74.315	94.854	233.587	2.034.429
-Clientes Institucionales	671.122	564.511	644.337	715.877	345.920	244.927	207.611	208.490	198.324	13.643.702	17.444.821
Total cartera bruta	556.884.884	75.397.119	28.099.021	13.005.920	6.952.642	23.412.456	4.721.011	3.553.126	2.858.203	147.729.455	862.613.837

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