
**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 Junio de 2013**

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

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

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enersis S.A.

Hemos revisado el estado de situación financiera consolidado intermedio de Enersis S.A. y filiales al 30 de junio de 2013, y los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2013 y 2012 y los correspondientes estados consolidados intermedios de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas fechas.

Responsabilidad de la Administración

La Administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo con la NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y el mantenimiento de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es realizar nuestras revisiones de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de la información financiera intermedia. Una revisión de la información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre la información financiera. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

No hemos revisado la estados financieros intermedios de ciertas filiales y coligadas, cuyos estados financieros reflejan activos ascendentes a un 29,7% del estado consolidado de situación financiera intermedio al 30 de junio de 2013, e ingresos que representan un 27,8% y 28,4% de los correspondientes ingresos totales consolidados por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2013 y 2012, respectivamente. Dichos estados financieros intermedios fueron revisados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestro informe aquí presentado, en la medida que se relaciona con las cifras de esas sociedades en los períodos que corresponda, está basado únicamente en tales informes.



Conclusión

Basados en nuestras revisiones y en los informes de revisión de otros auditores independientes, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Con fecha 30 de enero de 2013, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012 de Enersis S.A. y filiales, en los cuales se incluye el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 que se presenta en los estados financieros consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Con fecha 31 de enero de 2012, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 de Enersis S.A. y filiales, de los cuales se deriva el estado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2012 que se presenta en los estados financieros consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'M Borowski'.

Marek Borowski

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 24 de julio de 2013

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

ACTIVOS	Nota	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.168.103.239	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	6	749.747.268	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros corriente		118.581.351	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	879.173.717	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	41.656.570	47.570.282	61.912.486
Inventarios	9	69.319.244	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	10	212.034.491	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		3.238.615.880	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		3.238.615.880	2.290.188.930	2.478.723.760
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos financieros no corrientes	6	471.331.846	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes		92.114.542	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	7	242.684.150	202.900.342	443.128.492
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	8	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	223.326.056	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.217.357.073	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	14	1.381.497.633	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	15	7.129.159.495	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	16	46.697.533	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	17	229.437.531	321.556.216	367.036.508
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.033.605.859	10.956.303.372	11.170.363.322
TOTAL DE ACTIVOS		14.272.221.739	13.246.492.302	13.649.087.082

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

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros corrientes	18	1.162.699.540	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.120.334.674	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	80.967.654	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	22	87.897.710	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	10	143.593.422	169.545.538	232.246.173
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		75.285.298	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		2.670.778.298	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		2.670.778.298	2.346.730.725	2.422.034.024
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.437.842.789	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	18.647.983	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	193.116.368	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	17	405.965.762	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	247.678.207	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes		70.231.265	65.313.125	96.722.791
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		3.373.482.374	3.941.554.532	4.336.011.867
TOTAL PASIVOS		6.044.260.672	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		2.668.281.146	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	(2.438.342.662)	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.057.978.857	3.893.798.571	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	24.6	2.169.982.210	3.064.408.474	2.995.312.585
PATRIMONIO TOTAL		8.227.961.067	6.958.207.045	6.891.041.191
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		14.272.221.739	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 junio de 2013 y 2012 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2013 M\$	2012 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	2.845.646.894	3.135.102.489	1.445.710.914	1.562.434.678
Otros ingresos, por naturaleza	25	311.953.660	116.201.248	255.220.559	64.056.100
Total de Ingresos		3.157.600.554	3.251.303.737	1.700.931.473	1.626.490.778
Materias primas y consumibles utilizados	26	(1.620.929.990)	(1.887.005.560)	(820.341.315)	(968.115.126)
Margen de Contribución		1.536.670.564	1.364.298.177	880.590.158	658.375.652
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		27.902.711	23.335.456	14.358.420	14.184.412
Gastos por beneficios a los empleados	27	(229.999.377)	(203.619.275)	(116.932.501)	(102.727.745)
Gasto por depreciación y amortización	28	(205.615.020)	(213.781.464)	(103.639.298)	(103.017.197)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(15.930.584)	(17.489.627)	(9.380.322)	(9.849.350)
Otros gastos por naturaleza	29	(247.398.422)	(248.316.183)	(124.881.959)	(124.450.121)
Resultado de Explotación		865.629.872	704.427.084	540.114.498	332.515.651
Otras ganancias (pérdidas)	30	7.438.770	1.788.512	4.457.987	1.122.973
Ingresos financieros	31	142.110.244	89.322.474	89.701.436	45.479.687
Costos financieros	31	(205.410.434)	(233.494.450)	(95.677.396)	(116.149.523)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	10.395.966	16.248.683	3.799.511	10.025.708
Diferencias de cambio	31	(1.414.486)	(10.004.976)	(2.332.104)	(5.773.297)
Resultado por unidades de reajuste	31	(163.853)	(7.912.005)	921.421	(1.069.477)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		818.586.079	560.375.322	540.985.353	266.151.722
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(256.279.842)	(171.660.221)	(174.030.569)	(108.349.667)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		562.306.237	388.715.101	366.954.784	157.802.055
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		562.306.237	388.715.101	366.954.784	157.802.055
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		322.356.028	162.620.854	238.196.534	61.959.555
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		239.950.209	226.094.247	128.758.250	95.842.500
GANANCIA (PÉRDIDA)		562.306.237	388.715.101	366.954.784	157.802.055
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	6,57	4,98	4,85	1,90
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	6,57	4,98	4,85	1,90
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	6,57	4,98	4,85	1,90
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	6,57	4,98	4,85	1,90

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2013 M\$	2012 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		562.306.237	388.715.101	366.954.784	157.802.055
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(76.528)	108.421	(5.646)	(78.922)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(76.528)	108.421	(5.646)	(78.922)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(82.281.058)	(194.278.331)	(11.277.500)	(73.747.237)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		622	861	(1.708)	(455)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		3.565.351	(389.638)	3.988.252	(2.622.473)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(52.930.883)	25.151.451	(63.589.520)	(21.437.724)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(131.645.968)	(169.515.657)	(70.880.476)	(97.807.889)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(131.722.496)	(169.407.236)	(70.886.122)	(97.886.811)
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		15.306	(33.451)	723	(5.275)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		15.306	(33.451)	723	(5.275)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuestos a las ganancias relacionados con coberturas de flujos de efectivo		12.821.055	(3.106.646)	14.875.750	1.891.598
Impuestos a las ganancias relacionados con activos financieros disponibles para la venta		(124)	(146)	341	78
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		12.820.931	(3.106.792)	14.876.091	1.891.676
Total Otro resultado integral		(118.886.259)	(172.547.479)	(56.009.308)	(96.000.410)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		443.419.978	216.167.622	310.945.476	61.801.645
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		264.325.035	42.828.885	192.560.643	(12.051.780)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		179.094.943	173.338.737	118.384.833	73.853.425
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		443.419.978	216.167.622	310.945.476	61.801.645

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 30 de junio 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)									322.356.028	322.356.028	239.950.209	562.306.237
Otro resultado integral			(37.896.807)	(20.251.065)	116.382	497	-	(58.030.993)		(58.030.993)	(60.855.266)	(118.886.259)
Resultado integral										264.325.035	179.094.943	443.419.978
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503							-	2.845.858.393		2.845.858.393
Dividendos									(75.470.105)	(75.470.105)		(75.470.105)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(116.382)	-	(869.072.534)	(869.188.916)	116.382	(870.533.037)	(1.073.521.207)	(1.944.054.244)
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(37.896.807)	(20.251.065)	-	497	(869.072.534)	(927.219.909)	247.002.305	2.164.180.286	(894.426.264)	1.269.754.022
Saldo Final al 30/06/2013	5.669.280.725	158.759.648	(78.616.866)	7.342.963	-	14.144	(2.367.082.903)	(2.438.342.662)	2.668.281.146	6.057.978.857	2.169.982.210	8.227.961.067
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)									162.620.854	162.620.854	226.094.247	388.715.101
Otro resultado integral			(134.905.513)	14.949.480	163.322	715	27	(119.791.969)		(119.791.969)	(52.755.510)	(172.547.479)
Resultado integral										42.828.885	173.338.737	216.167.622
Dividendos									(123.879.364)	(123.879.364)		(123.879.364)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	(163.322)	-	(921.657)	(1.084.979)	(163.250)	(1.248.229)	(257.421.638)	(258.669.867)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(134.905.513)	14.949.480	-	715	(921.630)	(120.876.948)	38.578.240	(82.298.708)	(84.082.901)	(166.381.609)
Saldo Final al 30/06/2012	2.824.882.835	158.759.648	41.717.155	14.639.215	-	14.551	(1.498.130.626)	(1.441.759.705)	2.271.547.120	3.813.429.898	2.911.229.684	6.724.659.582

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

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

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - junio	
		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		3.403.040.047	3.901.455.116
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		53.999.604	39.315.265
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		565.098	1.674.989
Otros cobros por actividades de operación		355.791.495	163.379.906
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.887.886.708)	(2.146.488.413)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(238.500.234)	(217.802.224)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(150.732)	(2.136.695)
Otros pagos por actividades de operación		(618.049.960)	(765.908.002)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(267.480.886)	(328.957.310)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(116.786.571)	(108.278.081)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		684.541.153	536.254.551
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(1.361.700)	(4.590.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		89.311.198	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(629.659.091)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(2.397.000)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		5.046.017	421.972
Compras de propiedades, planta y equipo		(297.827.420)	(237.640.530)
Compras de activos intangibles		(81.125.945)	(96.345.247)
Compras de otros activos a largo plazo		(1.771.953)	(1.775.766)
Dividendos recibidos		4.238.284	2.929.429
Intereses recibidos		38.985.400	33.411.624
Otras entradas (salidas) de efectivo		(568.061)	(11.844)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(877.130.271)	(303.600.362)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		1.142.753.510	-
Total importes procedentes de préstamos		74.983.595	299.278.419
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		45.000.858	221.927.430
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		29.982.737	77.350.989
Préstamos de entidades relacionadas		693.084	11.984.909
Pagos de préstamos		(145.663.549)	(421.911.994)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(14.336.850)	(2.541.677)
Dividendos pagados		(367.600.105)	(427.426.286)
Intereses pagados		(108.589.268)	(136.322.147)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(23.339.005)	(21.948.425)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		558.901.412	(698.887.201)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		366.312.294	(466.233.012)
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		(14.041.116)	(30.924.109)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		352.271.178	(497.157.121)
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	1.168.103.239	690.527.088

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES.....	11
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
f) Arrendamientos.....	24
g) Instrumentos financieros.....	25
g.1) Activos financieros no derivados.....	25
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	25
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.....	28
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.....	31
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. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	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.....	126
34.5 Otras informaciones.....	131
35. DOTACIÓN.....	132
36. SANCIONES.....	132
37. HECHOS POSTERIORES.....	138
ENERSIS.....	138
38. MEDIO AMBIENTE.....	138
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ASOCIADAS.....	139
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:.....	141
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:.....	145
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:.....	146
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:.....	147
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	152
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:.....	154
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:.....	157

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO 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 11.237 trabajadores al 30 de junio de 2013. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2013 fue de 11.145 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 junio 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 24 de julio de 2013.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de junio 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 junio 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 junio 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	01-01-2012
	M\$	M\$
Activos Corrientes	(64.329.503)	(47.241.248)
Activos no Corriente	(7.011.835)	(37.542.422)
TOTAL DE ACTIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Pasivos Corrientes	(34.381.510)	(38.499.611)
Pasivos no Corrientes	(31.398.295)	(41.171.393)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Participaciones no controladoras	(5.561.533)	(5.112.666)
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Estado de Resultados Consolidados		
	30-06-2012	
	M\$	
Ingresos	(44.399.891)	
Aprovisionamiento y Servicios	12.981.522	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	(31.418.369)	
Resultado Bruto de Explotación	438.673.094	
Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro	4.194.233	
Resultado Explotación	(14.923.006)	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(3.789.309)	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(243.089)	
GANANCIA (PÉRDIDA)	(243.089)	
Estado de Flujos de Efectivo Consolidado		
	30-06-2012	
	M\$	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(10.979.881)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	1.107.917	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	660.767	
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	751.166	
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	(32.237.059)	
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	(40.697.090)	

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 semestre 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. 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 5,43% y un 9,63%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 12.895.642 y M\$ 15.393.689 durante los periodos terminados al 30 de junio 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\$ 20.909.717 y M\$ 15.678.107 durante los periodos terminados al 30 de junio 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 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 junio 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 junio de 2013 y 2012 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de junio de 2013 y 2012, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 6.992.994 y M\$ 7.657.349, 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	14 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 una cuenta por cobrar a costo amortizado (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 junio de 2013 y 2012 ascendió a M\$ 791.289 y M\$ 368.306, 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.

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.

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

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

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

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y 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 junio de 2013 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer semestre 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, se reconocen inmediatamente con cargo a resultados en la medida en que los beneficios estén devengados.

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.

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

4. 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, los 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 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) 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%.

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.

Al 30 de junio de 2013, hay diversos proyectos de Ley en trámite relacionados con el sector eléctrico, entre los que se encuentran:

i) Proyecto de Ley 20/25 para el fomento de las Energías Renovables, (Boletín N° 7201-08) , que cambia la meta de 10% al año 2024 establecida en la Ley 20.257, a 20% al año 2025. El sistema contempla una aplicación escalonada de la norma en la siguiente línea:

- Mantener la ley actual para los retiros asociados a contratos firmados entre el 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Esto implica llegar al 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015, hasta alcanzar el año 2024 el 10%
- - Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será de un 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% al año 2024, y un incremento de 2% al año 2025, para llegar al 20% al año 2025.

ii) 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.

iii) Proyecto de ley que busca agilizar la tramitación y plazos asociados a la concesión eléctrica (Boletín N° 8270-08). Busca simplificar el proceso de concesión provisional, adecuar los tiempos de tramitación, precisar las posibles observaciones y oposiciones, modificar el proceso de notificaciones, establecer procedimientos judiciales sumarios, introducir la posibilidad de dividir la solicitud de concesiones, modificar el procedimiento de tasación de los inmuebles y solucionar los conflictos entre diferentes tipos de concesión.

iv) 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 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 misma.

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 cuotas de capacidad por tecnología (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 se denomina Precio de liquidación de las diferencias – PLD-, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los embalses. El cálculo del PLD ha sufrido algunas modificaciones durante el año 2013; es así como a partir de la primera semana operativa de abril de 2013 y hasta septiembre de este año, fecha en la que se espera la implementación de la nueva metodología de aversión al riesgo en los programas computacionales, se utilizará un procedimiento transitorio para el cálculo del PLD. El nuevo cálculo involucra un procedimiento en el cual una parte del costo total adicional de este despacho térmico será prorrateada entre todos los agentes del mercado mediante un Encargo de Servicios de Sistema, por seguridad energética, y otra parte será prorrateada entre todos los agentes compradores del mercado de corto plazo, por medio de una diferencia (Δ PLD), que deberá ser sumada al PLD convencional, resultando así un “PLD final”.

Por su parte Perú tiene intervenida la formación de precio, a raíz de una normativa de emergencia surgida en 2008 y que se prevé se mantenga hasta fines del año 2013, que define un coste marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad.

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. 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 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 del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. En enero de 2013 se publicaron la Ley 12.783 y el Decreto 7891, que eliminan algunos cargos sectoriales de la factura que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. El Decreto corresponde a una Revisión tarifaria extraordinaria que rebajó la tarifa en 18% para los clientes de Ampla y Coelce, con efecto desde el 24 de enero y hasta la entrada en vigencia del siguiente reajuste anual.

Las distribuidoras en Colombia 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 y se modificó la legislación para permitir la realización de licitaciones de energía 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, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“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, existen metas 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, durante el segundo trimestre del año 2013, la Comisión Quinta de la Cámara de Representantes aprobó el proyecto de ley por medio de la cual se regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional para fomentar el ahorro y la eficiencia energética. En este proyecto se contemplan incentivos económicos para los privados y se fijan los objetivos nacionales en materia de ahorro, eficiencia energética y de participación de las ERNC en la generación y comercialización de energía. La Ley contempla que los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los cinco años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el 50% del valor total de la inversión realizada

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 generadoras a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio “spot” promedio previsto para los próximos 6 meses. Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista.

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.

Esto se plasma a partir de publicación el día 22 de marzo de 2013 de la resolución SE 95-2013 y con aplicación desde febrero de 2013. Esta 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 y costos variables más un reconocimiento adicional para cada concepto, como así también incluye una remuneración adicional por energía y otra que se consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras. Todos los valores remunerativos son establecidos en los anexos de la resolución SE 95/13. Esto aplica para la generación existente en septiembre de 2008 al momento de emitir la resolución SE 1281/06. Para la aplicación de la nueva remuneración la autoridad exige la renuncia a reclamos por parte de los generadores.

Por otra parte, esta resolución suspendió transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM, así como le renovación y prórroga de los contratos existentes con excepción de la energía plus. 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.

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 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.

Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Las generadoras no pueden participar en una empresa de distribución en más de un 25% y viceversa. Por otro lado, en Perú se requiere un permiso de la autoridad para aquellas empresas que, teniendo más del 5% de un negocio, deseen entrar en la propiedad de una empresa en otro negocio.

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. 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.

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 aporta el estudio que realiza la CNE.

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

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 está llevando a cabo el proceso de fijación tarifaria del VAD y cargos fijos, el cual finalizará en octubre con la publicación del decreto respectivo para el período 2013-2017.

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. A partir de este año se efectuaron reajustes en las tarifas (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) y reajustes por inflación (mecanismo de monitoreo de costos, MMC), el último de los cuales correspondió al período mayo 2007-octubre 2007.

En julio de 2008 se autorizaron aumentos para clientes con consumo superior a 650 kWh-bimestre y en octubre de 2008 se decretó un aumento para consumos superiores a 1.000 kWh-mes; este último aumento es un pass-through a los generadores cuya aplicación fue suspendida entre junio y septiembre de 2010, y reanudada en octubre de 2010. Durante los primeros meses de 2010 Edesur presentó los cuadros tarifarios resultantes de la aplicación de la Res. N° 467/08 e información complementaria solicitada por ENRE. A finales de 2011 el Gobierno anunció la reducción de subsidios estatales; se estableció un aumento de los precios estacionales para clientes de determinadas actividades comerciales e industriales, así como para algunos segmentos de clientes residenciales en zonas geográficas específicas.

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 facturadas desde noviembre de 2012. Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación 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 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 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.

(**): 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.

- 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 específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas transportistas.

Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Las generadoras no pueden participar en una empresa de distribución en más de un 25% y viceversa. Por otro lado, en Perú se requiere un permiso de la autoridad para aquellas empresas que, teniendo más del 5% de un negocio, deseen entrar en la propiedad de una empresa en otro negocio.

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. 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.

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 2009 concluyó el proceso de fijación del peaje que reconoce las inversiones en los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión para el periodo julio 2006 - abril 2013, que rigen a partir del 1° de noviembre del 2009.

En Chile durante el año 2010 se desarrolló parte del 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.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Efectivo en caja	1.551.425	16.711.222	1.011.166
Saldos en bancos	213.397.484	329.458.672	265.665.749
Depósitos a corto plazo	742.652.491	337.995.782	380.497.446
Otros instrumentos de renta fija	210.501.839	131.666.385	540.509.848
Total	1.168.103.239	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 30 días. 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	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
\$ Chilenos	661.574.365	214.392.882	533.573.465
\$ Arg	18.313.177	13.138.835	27.058.157
\$ Col	175.374.485	319.900.498	267.476.853
Real	247.505.684	195.713.685	278.155.164
Soles	52.412.853	58.875.208	38.902.348
US\$	12.922.675	13.810.953	42.518.222
Total	1.168.103.239	815.832.061	1.187.684.209

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

Desapropiaciones de subsidiarias	30-06-2013 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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al					
	Corrientes			No corrientes		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	-	4.078.494	4.147.129	3.998.401
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	-	32.409	31.468	86.852
Inversiones financieras disponibles para la venta CINIIF 12 (*) (**)	-	-	-	405.234.961	375.227.434	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	532.606.046	-	-	37.149.470	27.045.746	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	3.563.215	51.876	748.078	24.836.512	32.384.466	12.178.355
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	197.403.963	194.196.327	-	-	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	16.174.044	-	47.504	-	-	-
Otros activos	-	252.595	143.638	-	181.863	189.202
Total	749.747.268	194.500.798	939.220	471.331.846	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 junio 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					
	30-06-2013		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	1.039.099.947	242.684.150	1.004.632.881	202.900.342	1.133.430.884	444.128.002
Deudores comerciales, bruto	890.238.656	197.272.663	883.120.935	163.265.685	1.046.072.687	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	148.861.291	45.411.487	121.511.946	39.634.657	87.358.197	261.740.309

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al					
	30-06-2013		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	879.173.717	242.684.150	846.791.111	202.900.342	950.007.713	443.128.492
Deudores comerciales, neto	735.894.159	197.272.663	737.079.414	163.265.685	863.975.605	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	143.279.558	45.411.487	109.711.697	39.634.657	86.032.108	261.740.309

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 26.034.938 (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\$ 110.852.799 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 junio 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 junio 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		
	30-06-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	82.360.046	129.206.102	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	10.339.751	11.822.289	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	15.466.711	22.832.886	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	195.031.602	123.065.090	114.487.265
Total	303.198.111	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 (*)	15.930.584
Montos castigados	(9.016.669)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(4.829.455)
Saldo al 30 de junio de 2013	159.926.230

(*) 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		
							30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	34.666	208.118	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	16.402	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	82.813	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	7.407	4.230	-	-	-
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	1.576	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	4.229	-	-	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	22.457	107	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	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	-	71.721	-	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	709.413	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	Pesajes	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	Otras	Menos de 90 días	1.148.019	-	-	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	1.384.142	-	-	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	446.739	771.985	8.926.072	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	2.207.602	-	-	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	577.823	546.833	591.541	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	416.053	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	196.844	213	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	14.092.148	13.336.206	20.201.586	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	181.855	177.501	-	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	292.518	270.458	-	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	2.423.539	-	-	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.576.922	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 Cie Mercantil	Menos de 90 días	15.757.569	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Financiación Filiales	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	31.639	-	-	-	-	-
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	55.602	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	354.087	-	-	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	147.244	42.019	317.563	-	-	-
							41.656.570	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		
							30-06-2013	31-12-2012	01-01-2012	30-06-2013	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	102.275	105.569	130.841	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	319	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	50.837.027	-	-	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	423.268	216.029	182.599	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	7.647	15.896	60.659	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días	99.033	109.529	152.402	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	31.075	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	21.863.657	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	945.570	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	Cia Cie Mercantil	Menos de 90 días	-	-	846	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	126.164	34.487	124.977	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	104.013	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	415.719	37.551	44.705	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	13.293	48.086	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	48.900	7.402	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	585.282	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	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	1.521.625	-	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	2.400.925	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	201.024	158.713	202.613	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.154.726	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	5.184	370	-	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	407	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	222.468	-	-	-
Total							80.967.654	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	30-06-2013 Totales M\$	30-06-2012 Totales M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	-	(1.990.032)
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	127.070
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	-	46.088
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	22.608	21.611
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(518.187)	(16.059)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otras prestaciones de servicios	(263.945)	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(27.205.346)	(8.910.606)
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(705.858)
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	(40.117.520)	(75.878.063)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(16.566.693)	(12.148.860)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	769.402	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	20.962	12.999
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	195.178	953.292
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	423.772	179.597
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	52.591
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(676.906)	(581.946)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(76.927)	(674.330)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	168.664	6.735
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.073.815)	(902.178)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	275.733	4.813
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Última	Otros gastos fijos de explotación	-	(78.912)
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(597.805)	(96.988)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(1.310.709)	(964.656)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(231.094)	(473.061)
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(12.197.019)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Compras de Energía	-	(3.571)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	-	(2.900)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	(139.208)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	54.722	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	141.054	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(6.435)
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	16.189	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	4.771.598	1.731.050
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	150.584	2.170.690
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	1.278.364	674.326
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	390.333	218.545
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(665.675)	(188.327)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	27.981	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(3.426.937)	(2.384.713)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	(9.926.959)	(5.103.246)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	94.902	56.094
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	232.257	502.326
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	(67.293)	(7.542.856)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(598.642)	(324.270)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	-	(322.943)
Total					(94.290.150)	(124.855.320)

(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.

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 junio 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. (Ver nota 37)

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 junio de 2013 y 2012:

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2013			
			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 - junio 2013	60.913	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate (1)	Vicepresidente	abril - junio 2013	15.466	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - junio 2013	18.639	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - junio 2013	28.948	-	8.504
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2013	30.457	-	8.504
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2013	30.457	-	8.504
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios (1)	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
Extranjero	Andrea Brentan (2)	Director	enero - junio 2013	-	-	-
Extranjero	Luigi Ferraris (1) (2)	Director	abril - junio 2013	-	-	-
TOTAL				205.026	-	25.512

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2012			
			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 - junio 2012	45.172	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - junio 2012	22.586	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - junio 2012	22.586	-	7.167
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2012	22.993	-	7.574
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2012	22.993	-	7.574
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - junio 2012	22.586	-	-
TOTAL				158.916	-	22.315

(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 Regional de Finanzas
14.710.692-0	Ángel Chocarro García	Gerente Regional de Contabilidad
Extranjero	Marco Fadda (3)	Gerente Regional de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino (2)	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larrain Medina	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.

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

	Saldo al	
	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
Remuneración	1.322.050	1.396.763
Beneficios a corto plazo para los empleados	364.609	792.734
Otros beneficios a largo plazo	241.008	401.283
Total	1.927.667	2.590.780

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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Mercaderías	9.451.935	5.010.620	2.575.623
Suministros para la producción	33.537.658	41.288.494	35.893.349
Otros inventarios (*)	26.329.651	30.263.971	31.865.869
Total	69.319.244	76.563.085	70.334.841

Detalle de otros inventarios

(*) Otros inventarios	26.329.651	30.263.971	31.865.869
Inventarios para proyectos y repuestos	20.716.872	20.962.944	19.933.881
Materiales eléctricos	5.612.779	9.301.027	11.931.988

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2013 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 300.974.822 (M\$ 378.440.928 al 30 de junio de 2012). Ver nota 26.

Al 30 de junio 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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Pagos provisionales mensuales	101.517.286	57.875.497	84.423.571
IVA crédito fiscal	79.077.117	74.704.027	35.861.059
Crédito por utilidades absorbidas	20.199.352	60.335.643	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	124.723	235.498	7.040
Otros	11.116.013	12.404.217	10.006.540
Total	212.034.491	205.554.882	138.365.618

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Impuesto a la renta	56.575.358	79.678.148	109.264.172
IVA débito fiscal	27.820.023	22.152.002	44.610.139
Otros	59.198.041	67.715.388	78.371.862
Total	143.593.422	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 será 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 primer semestre de 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 30/06/2013 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/06/2013
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.030.441	-	-	2.084.340	(3.806.225)	547.419	697.151	8.553.126	-	8.553.126
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	2.691.181	(3.088.495)	64.580	5.611.925	5.279.191	(4.987.182)	292.009
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	376.835	-	-	128.535	-	30.687	-	536.057	-	536.057
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	8.651	91.560	(146.610)	-	646.640	-	646.640
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	25.683	-	-	22.298	-	(21.385)	-	26.596	-	26.596
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	66.894.760	1.361.700	-	(836.822)	-	-	-	67.419.638	-	67.419.638
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.710.960	-	-	124.492	-	-	-	5.835.452	-	5.835.452
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	96.207.755	-	-	6.098.980	-	6.209.505	-	108.516.240	-	108.516.240
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.527.186	-	-	74.311	(1.178.909)	(922.290)	-	31.500.298	-	31.500.298
TOTALES						214.517.345	1.361.700	693.039	10.395.966	(7.982.069)	5.761.906	3.565.351	228.313.238	(4.987.182)	223.326.056

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 junio 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 junio 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%	81.505.786	559.236.693	39.549.564	599.733.140	48.763.917	(35.308.012)	13.455.905
Electrogas S.A.	42,50%	3.564.661	39.802.845	8.946.199	14.296.304	8.735.193	(3.830.864)	4.904.329
Yacilec S.A.	22,22%	2.420.898	968.280	479.007	-	38.933	-	38.933

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

	30 de junio 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%	9.426.849	129.909.632	6.973.419	167.699	-	(1.640.828)	(1.640.828)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.823.038	9.578.406	424.609	1.305.932	1.162.576	(913.592)	248.984
Gas Atacama S.A.	50,00%	129.545.276	179.834.472	46.656.085	45.691.183	74.111.222	(61.913.262)	12.197.960
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	13.856.186	128.995.528	31.841.901	36.453.002	37.327.810	(37.137.572)	190.238

	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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Activos intangibles	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles netos	1.217.357.073	1.202.002.511	1.466.680.979
Servidumbre y Derechos de Agua	42.237.401	44.569.633	33.622.818
Concesiones Neto (1) (*)	1.123.332.595	1.093.803.169	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	14.669.764	10.089.646	10.225.095
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.750.894	2.329.715	2.236.850
Programas Informáticos	32.589.318	48.350.377	48.306.229
Otros Activos Intangibles Identificables	2.777.101	2.859.971	3.258.047

Activos intangibles	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles bruto	2.260.740.873	2.223.804.143	2.360.908.325
Servidumbre y Derechos de Agua	50.568.451	52.590.938	40.228.629
Concesiones	2.052.689.058	1.970.550.917	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	23.965.794	19.265.571	17.640.985
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	9.956.416	10.146.623	9.110.394
Programas Informáticos	111.518.708	159.033.635	138.876.308
Otros Activos Intangibles Identificables	12.042.446	12.216.459	9.954.705

Activos intangibles	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.043.383.800)	(1.021.801.632)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(8.331.050)	(8.021.305)	(6.605.811)
Concesiones	(929.356.463)	(876.747.748)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(9.296.030)	(9.175.925)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(8.205.522)	(7.816.908)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(78.929.390)	(110.683.258)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.265.345)	(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	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	8.115.464	10.049.562	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	649.982.259	625.413.669	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	465.234.872	458.339.938	623.594.980
TOTAL				1.123.332.595	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 primer semestre de 2013 y ejercicio de 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	2.535.253	60.074	70.146.305	58.222	1.977.752	-	74.777.606
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	2.810.507	-	-	-	64.688	-	2.875.195
Retiros	(88.849)	-	(1.373.423)	-	(2.855)	-	(1.465.127)
Amortización (2)	(379.367)	(468.054)	(34.013.936)	(608.153)	(3.408.880)	(4.826)	(38.883.216)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(284.784)	(843.344)	(18.863.038)	(68.706)	(365.478)	(78.044)	(20.503.394)
Otros incrementos (disminuciones)	(12.642)	(1.080.908)	13.633.518	39.816	(14.026.286)	-	(1.446.502)
Total movimientos en activos intangibles identificables	4.580.118	(2.332.232)	29.529.426	(578.821)	(15.761.059)	(82.870)	15.354.562
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 30/06/2013	14.669.764	42.237.401	1.123.332.595	1.750.894	32.589.318	2.777.101	1.217.357.073

- (1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.
(2) 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 junio de 2013 (Ver nota 3e).

Al 30 de junio 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 junio 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\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 30/06/2013 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	-	-	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	236.523.304	-	(37.853.331)	198.669.973	(3.231.257)	195.438.716
Investluz S.A.	120.160.024	-	(19.230.482)	100.929.542	(1.641.563)	99.287.979
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	(334.080)	11.408.561
Empresa Eléctrica Pangue 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	(322.795)	10.023.132
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (***)	1.516.768	3.139.337	-	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	(1.149.701)	42.177.423
Cachoeira Dourada S.A.	86.727.286	-	(13.879.886)	72.847.400	(1.184.823)	71.662.577
Edegel S.A.A	83.779.595	-	(2.228.883)	81.550.712	(2.163.978)	79.386.734
Emgesa S.A. E.S.P.	5.126.658	-	67.684	5.194.342	(147.780)	5.046.562
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	(342)	12.545
Total	1.468.307.108	-	(76.633.156)	1.391.673.952	(10.176.319)	1.381.497.633

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 junio de 2013 (ver nota 3 e).

(*) Ver nota 15.d) viii)

(**) Ver nota 34.5

(***) Con fecha 2 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.

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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.129.159.495	7.049.923.571	7.045.908.847
Construcción en Curso	955.148.306	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	98.618.594	100.075.276	100.324.671
Edificios	93.938.251	94.150.678	102.452.869
Planta y Equipo	5.885.185.886	5.958.313.141	5.734.659.073
Instalaciones Fijas y Accesorios	72.952.628	73.606.717	70.751.900
Otras Propiedades, Planta y Equipo	23.315.830	23.519.715	25.618.939

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.641.509.240	12.496.153.840	12.414.246.788
Construcción en Curso	955.148.306	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	98.618.594	100.075.276	100.324.671
Edificios	169.132.519	169.912.377	180.117.671
Planta y Equipo	11.176.457.658	11.194.092.949	10.886.610.920
Instalaciones Fijas y Accesorios	211.527.880	201.400.253	202.811.841
Otras Propiedades, Planta y Equipo	30.624.283	30.414.941	32.280.290

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.512.349.745)	(5.446.230.269)	(5.368.337.941)
Edificios	(75.194.268)	(75.761.699)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.291.271.772)	(5.235.779.808)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(138.575.252)	(127.793.536)	(132.059.941)
Otros	(7.308.453)	(6.895.226)	(6.661.351)

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

Movimientos año 2013	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.958.313.141	73.606.717	23.519.715	7.049.923.571
Adiciones	234.902.865	54.431	514.450	1.517.217	2.351.139	-	239.340.102
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	(1.130.917)	(765.921)	338.148	(2.711.520)	(28.029)	-	(4.298.239)
Gasto por depreciación (2)	-	-	(2.358.417)	(157.684.515)	(6.249.563)	(439.309)	(166.731.804)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(13.224.479)	(1.291.792)	(2.128.822)	(94.450.827)	(1.371.715)	(20.634)	(112.488.269)
Otros incrementos (decrementos)	(118.931.542)	(268.074)	3.123.999	122.186.567	2.872.549	256.058	9.239.557
Total movimientos	154.890.262	(1.456.682)	(212.427)	(73.127.255)	(654.089)	(203.885)	79.235.924
Saldo final al 30 de junio de 2013	955.148.306	98.618.594	93.938.251	5.885.185.886	72.952.628	23.315.830	7.129.159.495

Movimientos año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	1.012.101.395	100.324.671	102.452.869	5.734.659.073	70.751.900	25.618.939	7.045.908.847
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) 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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 65.127.400, 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:

	30-06-2013			31-12-2012			01-01-2012		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.223.636	1.920.567	13.303.069	12.154.120	1.929.701	10.224.419	15.954.189	2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años	66.024.343	11.921.916	54.102.427	40.346.759	3.945.765	36.400.994	39.105.238	5.827.660	33.277.578
Más de cinco años	36.563.023	3.642.088	32.920.935	13.016.926	2.211.594	10.805.331	27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total	117.811.002	17.484.571	100.326.431	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 junio de 2013 y 2012 incluyen M\$ 8.556.943 y M\$ 8.903.416, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	30-06-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	13.356.040	18.932.624	7.690.811
Entre un año y cinco años	43.329.565	34.901.830	21.347.042
Más de cinco años	67.004.937	69.870.162	41.634.563
Total	123.690.542	123.704.616	70.672.416

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio 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\$ 263.427.111, M\$ 229.011.250 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 30 de junio 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\$ 335.864.135, 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 Construção e Administração de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca

Slovenske Energeticke Strojarne a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Contratista” o “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$38.200.000 aprox.). Al 31 de diciembre de 2012, el monto de las boletas efectivamente cobradas asciende a US\$ 93.996.585,73, quedando 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 Receta 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\$ 189.240.068.

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 primer semestre 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	925.186
Desapropiaciones	(1.117.415)
Gasto por depreciación	(33.208)
Saldo final propiedades de inversión al 30 de junio de 2013	46.697.533

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 junio 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\$ 5.015.294 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 junio 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	(1.291.279)	(436.768)	1.969.631	(6.091.398)	(3.283.850)	1.059.108	1.504.321	(6.570.235)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	(754)	73.517	358.275	3.640.041	(395.827)	3.675.252
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	-	-	1	-	-	-	12.016.363	12.016.364
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.522.923)	(163.329)	(1.848.313)	(823.804)	(24.557)	-	(191.951)	(5.574.877)
Otros incrementos (decrementos)	(8.492.673)	2	(54.190.315)	(1.810.182)	(462.590)	(7.011.612)	(23.697.819)	(95.665.189)
Saldo final al 30 de junio de 2013	63.519.914	10.100.360	44.035.651	38.213.215	43.702.773	6.322.734	23.542.884	229.437.531

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	(10.897.705)	(716.536)	1.060.938	-	346.060	24.481	6.896.944	(3.285.818)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	1.664	281.840	55.982	339.486
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	2.473.603	-	-	-	-	-	6.060.693	8.534.296
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(5.755.411)	(661.408)	(94.498)	-	(900)	(74.863)	(1.412.464)	(7.999.544)
Otros incrementos (decrementos)	(19.455.646)	-	(966.440)	-	(289.708)	(1.439.086)	(70.599.475)	(92.750.355)
Saldo final al 30 de junio de 2013	337.788.875	40.367.987	-	-	74.196	5.217.596	22.517.108	405.965.762

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 junio de 2013, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 42.721.172 (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 junio de 2013 asciende a M\$ 2.074.738.377 (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 periodos 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 junio de 2013			30 de junio 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	622	(124)	498	861	(146)	715
Cobertura de Flujo de Caja	(52.930.883)	12.821.055	(40.109.828)	25.151.451	(3.106.646)	22.044.805
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	3.565.351	-	3.565.351	(389.638)	-	(389.638)
Ajustes por conversión	(82.281.058)	-	(82.281.058)	(194.278.331)	-	(194.278.331)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	(76.528)	15.306	(61.222)	108.421	(33.451)	74.970
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(131.722.496)	12.836.237	(118.886.259)	(169.407.236)	(3.140.243)	(172.547.479)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

Otros pasivos financieros	30 de junio de 2013		31 de diciembre de 2012		1 de enero de 2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	1.037.335.691	2.332.577.145	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	120.495.499	98.234.541	4.850.754	233.368.171	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.045.220	-	-	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.823.130	7.031.103	2.442.847	7.027.436	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	-	-	831.772	-
	1.162.699.540	2.437.842.789	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 junio 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 junio 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	183.875.874	213.763.243	106.830.823	292.400.621	278.193.752	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	638.859.971	1.920.112.284	394.389.956	2.204.708.298	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	9.316.129	-	4.880.687	4.689.387	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	13.303.069	87.023.362	10.224.419	47.206.325	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	191.980.648	111.678.256	134.803.816	138.719.631	105.067.046	225.106.811
Total	1.037.335.691	2.332.577.145	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 junio 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			Total No Corriente al 30/06/2013 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2013 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2013 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		
Chile	US\$	1,80%	Sin Garantía	388.043	102.467.008	102.855.051	1.607.676	-	-	1.607.676
Chile	Ch\$	4,60%	Sin Garantía	794	-	794	-	-	-	-
Peru	US\$	3,47%	Sin Garantía	506.956	1.107.414	1.614.370	16.118.457	34.273.946	-	50.392.403
Peru	Soles	5,37%	Sin Garantía	251.222	-	251.222	-	38.163.005	-	38.163.005
Argentina	US\$	7,89%	Sin Garantía	1.598.363	10.462.963	12.061.326	4.692.589	-	-	4.692.589
Argentina	\$ Arg	21,67%	Sin Garantía	17.596.414	17.146.849	34.743.263	17.388.320	-	-	17.388.320
Colombia	\$ Col	8,27%	Sin Garantía	1.493.873	-	1.493.873	-	-	80.304.761	80.304.761
Brasil	US\$	7,71%	Sin Garantía	64.373	6.759.607	6.823.980	13.023.448	6.670.931	1.520.110	21.214.489
Brasil	Real	7,96%	Sin Garantía	1.046.451	22.985.544	24.031.995	-	-	-	-
Total				22.946.489	160.929.385	183.875.874	52.830.490	79.107.882	81.824.871	213.763.243

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2012 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años 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			Total No Corriente al 01/01/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 01/01/2012 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		
Chile	US\$	1,97%	Sin Garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	107.025.578	849.449	-	107.875.027
Peru	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
Peru	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 junio de 2013 asciende a M\$ 400.711.935 (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 junio 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			
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2013
				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\$	7,71%	Sin Garantía	225.566.321	186.365.005	411.931.326	230.312.667	-	153.970.952	384.283.619
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	69.863	8.752.042	8.821.905	16.482.893	17.529.370	282.887.868	316.900.131
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	760.608	132.672	893.280	8.165.908	15.239.637	14.307.987	37.713.532
Perú	Soles	6,63%	Sin Garantía	7.312.913	37.279.883	44.592.796	41.104.658	11.868.877	60.257.375	113.230.910
Colombia	\$ Col	7,47%	Sin Garantía	6.529.135	130.880.523	137.409.658	128.578.895	225.957.805	404.611.479	759.148.179
Brasil	Real	12,31%	Sin Garantía	18.521.662	16.689.344	35.211.006	105.689.694	153.665.328	49.480.891	308.835.913
Total				258.760.502	380.099.469	638.859.971	530.334.715	424.261.017	965.516.552	1.920.112.284

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
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			
				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\$	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 junio 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 30/06/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2013
				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	128.805	9.187.324	9.316.129	-	-	-	-
Total				128.805	9.187.324	9.316.129	-	-	-	-

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 junio de 2013 asciende a M\$ 2.878.231.656 (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).

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de junio de 2013, M\$ 709.516.840 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 junio 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:

	30-06-2013	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	(17.151.345)	17.591.453	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(5.499.247)	(10.657.638)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(159.453)	(115.517)	633.136
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	14.562.756	37.372.801	30.554.503

18.5 Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2013 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 214.805.000 (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 y productos 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 64% al 30 de junio 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:

	30-06-2013 %	31-12-2012 %	01-01-2012 %
Tasa de interés fijo	64%	60%	61%
Tasa de interés variable	36%	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 mercado 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 junio 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 junio de 2013, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.168.103.239 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 214.805.000 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.

Dada la coyuntura económica actual, el Grupo viene realizando 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 3 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 garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Gerencia, 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.
- Derivados financieros.

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

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

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

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

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

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

Posiciones financieras	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Tipo de interés	19.745.371	15.933.808
Tipo de cambio	4.101.720	2.346.380
Correlación	(932.565)	(468.249)
Total	22.914.526	17.811.939

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el primer semestre de 2013 y ejercicio 2012 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.

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

30 de junio 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	16.174.044	-	-	-	-	3.563.215
Otros activos de carácter financiero	-	197.403.963	532.606.046	920.830.287	-	-
Total Corriente	16.174.044	197.403.963	532.606.046	920.830.287	-	3.563.215
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.110.903	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	24.836.512
Otros activos de carácter financiero	-	-	37.149.470	242.684.150	405.234.961	-
Total No Corriente	-	-	37.149.470	242.684.150	409.345.864	24.836.512
Total	16.174.044	197.403.963	569.755.516	1.163.514.437	409.345.864	28.399.727

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

30 de junio 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	4.146.834	2.022.260	1.033.989.727	-
Instrumentos derivados	2.045.220	-	-	120.495.499
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.201.302.328	-
Total Corriente	6.192.054	2.022.260	2.235.292.055	120.495.499
Préstamos que devengan interés	6.782.751	-	2.332.825.497	-
Instrumentos derivados	-	-	-	98.234.541
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	18.647.983	-
Total No Corriente	6.782.751	-	2.351.473.480	98.234.541
Total	12.974.805	2.022.260	4.586.765.535	218.730.040

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 junio 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 junio 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:	3.442.151	3.714.668	2.383.735	1.291.718	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	3.442.151	3.714.668	2.383.735	1.291.718	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	121.064	21.121.844	118.111.764	96.942.823	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	121.064	21.121.844	118.095.624	94.832.167	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	-	-	16.140	2.110.656	-	-	17.815	3.107.650	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	3.563.215	24.836.512	120.495.499	98.234.541	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 junio 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 30-06-2013	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	3.481.366	(2.583.955)	(4.376.384)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(2.126.796)	(3.125.465)	(7.157.165)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(191.684.883)	(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 junio de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	216.058	381.011	-
Partida subyacente	-	959.565	-	2.167.393
TOTAL	-	1.175.623	381.011	2.167.393

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

Al 30 de junio 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 junio 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	16.174.044	2.045.220	-	-	-	-	-	-	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 junio 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 junio de 2013								
	Valor razonable	Valor nominal						Posteriores	Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años			
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	3.481.366	122.443.160	20.640.904	43.972.424	35.375.285	633.950	-	223.065.723	
Cobertura de flujos de caja	3.481.366	122.443.160	20.640.904	43.972.424	35.375.285	633.950	-	223.065.723	
Cobertura de tipo de cambio:	(193.811.679)	304.548.542	205.569.678	852.646	216.455.255	-	-	727.426.121	
Cobertura de flujos de caja	(191.684.883)	303.037.149	203.950.221	-	216.455.255	-	-	723.442.625	
Cobertura de valor razonable	(2.126.796)	1.511.393	1.619.457	852.646	-	-	-	3.983.496	
Derivados no designados contablemente de cobertura	14.128.824	364.860.737	-	-	-	-	-	364.860.737	
TOTAL	(176.201.489)	791.852.439	226.210.582	44.825.070	251.830.540	633.950	-	1.315.352.581	

Derivados financieros	31 de diciembre 2012								
	Valor razonable	Valor nominal						Posteriores	Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años			
M\$	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						Posteriores	Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años			
M\$	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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	30-06-2013 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	28.399.727	-	28.399.727	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	16.174.044	-	16.174.044	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	197.403.963	197.403.963	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	405.267.370	32.409	405.234.961	-
Total	647.245.104	197.436.372	449.808.732	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	216.603.244	-	216.603.244	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	2.126.796	-	2.126.796	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.045.220	-	2.045.220	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	4.146.834	-	4.146.834	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	6.782.751	-	6.782.751	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	233.727.105	-	231.704.845	2.022.260

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo 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 cargo 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 periodo 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 cargo 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 junio 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 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		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acreedores comerciales	418.974.609	403.045.758	383.776.345	-	-	-
Otras cuentas por pagar	701.360.065	791.805.992	829.611.968	18.647.983	14.257.438	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.120.334.674	1.194.851.750	1.213.388.313	18.647.983	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		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	Uno a cinco años		
				30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Proveedores por compra de energía	364.000.805	362.234.278	349.896.152	-	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	54.973.804	40.811.480	33.880.193	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	407.277.239	531.033.373	517.210.243	3.203	24.806	243.790
Dividendos por pagar a terceros	137.098.502	117.317.629	161.073.860	-	-	-
Multas y reclamaciones (*)	86.855.416	78.970.305	74.994.982	-	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	23.560.204	24.036.804	17.971.576	11.951.113	7.544.852	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	3.852.488	5.416.568	17.684.946	3.989.702	4.151.439	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	15.950.846	16.988.406	11.514.861	-	-	-
Obligaciones programas sociales	5.876.749	3.663.538	14.987.123	-	-	-
Otras cuentas por pagar	20.888.621	14.379.369	14.174.377	2.703.965	2.536.341	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.120.334.674	1.194.851.750	1.213.388.313	18.647.983	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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes			No corrientes		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Provisión de reclamaciones legales	37.885.910	31.476.623	49.741.677	170.682.451	155.901.482	186.626.567
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación (1)	-	-	-	22.433.917	20.475.846	13.472.195
Provisión proveedores y servicios	11.783.112	11.635.899	9.689.600	-	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	22.096.516	27.311.156	31.162.406	-	100.707	65.221
Otras provisiones	16.132.172	19.307.024	8.595.703	-	97.000	1.851.856
Total	87.897.710	89.730.702	99.189.386	193.116.368	176.575.035	202.015.839

- (1) Ver nota 3ª

- b) El movimiento de las provisiones al 30 de junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total 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	-	1.108.038	-	1.108.038
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	17.327.554	7.367	10.222.584	27.557.505
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios bajo control común	9.403.960	357.755	-	9.761.715
Provisión Utilizada	(10.547.843)	-	(12.755.323)	(23.303.166)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	9.637.958	581.089	12.000.442	22.219.489
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(2.557.317)	(96.178)	(1.579.041)	(4.232.536)
Otro Incremento (Decremento)	(2.074.056)	-	(16.328.648)	(18.402.704)
Total Movimientos en Provisiones	21.190.256	1.958.071	(8.439.986)	14.708.341
Saldo al 30 de junio de 2013	208.568.361	22.433.917	50.011.800	281.014.078

	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total 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 junio 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		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	247.678.207	256.161.368	269.353.075
Total Pasivo	247.678.207	256.161.368	269.353.075
Total Obligaciones Post Empleo, neto	247.678.207	256.161.368	269.353.075

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al		
	30-06-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	639.457.220	628.823.491	592.212.012
(-) Plan de activos (*)	(412.651.955)	(393.880.165)	(366.137.888)
Total	226.805.265	234.943.326	226.074.124
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	20.872.942	21.218.042	43.278.951
Total Obligaciones Post Empleo, neto	247.678.207	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 junio de 2013 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pasivo Actuarial	639.457.220	628.823.491	592.212.012	548.004.356	503.721.949
Activos Afectos	(412.651.955)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)
Diferencia	226.805.265	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.	20.872.942	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	247.678.207	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 junio 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	1.586.395
Costo por intereses	28.008.272
(Ganancias) pérdidas actuariales	76.528
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(11.197.377)
Contribuciones pagadas	(7.942.412)
Otros	102.323
Saldo al 30 de junio de 2013	639.457.220

Al 30 de junio de 2013, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,28% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,38% a 31 de diciembre de 2012), en un 80,65% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,54% a 31 de diciembre de 2012), en un 11,67% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,61% a 31 de diciembre 2012), en un 1,06% 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	(19.455.987)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	7.038.924
Aportaciones pagadas	(6.354.727)
Saldo al 30 de junio de 2013	(412.651.955)

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

	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acciones	3	3	5
Inmuebles	12.617.121	12.825.725	10.152.936
Total	12.617.124	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	30-06-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	55.533.961	13%	52.904.778	13%	55.291.894	15%
Activos de renta fija	309.932.267	75%	295.967.203	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	31.055.516	8%	29.632.539	8%	20.653.101	6%
Otros	16.130.211	4%	15.375.645	4%	14.549.487	4%
Total	412.651.955	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 junio de 2013 y 2012 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.586.395	1.027.238
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	28.008.272	28.208.251
Ingresos por intereses activos del plan	(19.455.987)	(18.257.966)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	10.138.680	10.977.523
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	76.528	(108.421)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	10.215.208	10.869.102

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

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

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	30-06-2013	31-12-2012	30-06-2013	31-12-2012	30-06-2013	31-12-2012	30-06-2013	31-12-2012	30-06-2013	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%
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 junio 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\$55.628.134 (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\$71.951.710 (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 junio de 2013 han ascendido a M\$1.274.155 (M\$995.210 al 30 de junio 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\$12.178.092.

- 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 Cemsa 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 junio 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 junio 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 junio de 2013 y 2012 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(66.005.945)	(72.529.417)
Ampla Energía E Serviços S.A.	57.151.462	75.854.887
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	5.504.523	3.430.877
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	17.252.163	30.107.763
Edelnor	2.019.156	8.261.085
Investluz S.A.	(6.434.321)	(2.596.238)
Endesa Brasil S.A.	(144.882.246)	(68.773.395)
Central Costanera S.A.	(1.928.751)	(5.761.040)
Gas Atacama S.A.	3.302.551	2.595.302
Emgesa S.A. E.S.P.	48.460.399	58.255.862
Hidroelectrica El Chocon S.A.	(20.270.171)	(13.008.281)
Generandes Perú S.A.	18.836.809	26.081.876
Otros	8.377.505	(202.126)
TOTAL	(78.616.866)	41.717.155

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 junio de 2013 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 957.698.958, M\$ 400.605.906, M\$ 45.838.570, M\$ 121.518.749 y M\$ 21.698.622, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 30 de junio 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 junio de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(37.896.807)	(78.616.866)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	(20.251.065)	7.342.963
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	497	14.144
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(869.072.534)	(2.367.082.903)
TOTAL	(1.511.122.753)	(927.219.909)	(2.438.342.662)

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 30 de junio de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(134.905.513)	41.717.155
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	14.949.480	14.639.215
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	715	14.551
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	(921.630)	(1.498.130.626)
TOTAL	(1.320.882.757)	(120.876.948)	(1.441.759.705)

- 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 económico					
	30-06-2013 %	Patrimonio			Ganancia / (Pérdida)	
		30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	8,72%	47.760.484	153.046.559	141.726.169	13.042.934	11.082.284
Compañía Energética Do Ceará S.A.	49,51%	192.602.770	267.523.158	304.467.294	17.133.103	31.092.496
Compañía de Interconexión Energética S.A.	17,21%	21.438.634	57.502.251	62.254.091	4.167.796	3.057.467
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	17,54%	32.839.495	84.377.883	105.089.989	12.126.455	22.433.289
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	17,21%	23.535.930	65.178.903	77.308.850	5.513.757	9.526.055
Investluz S.A.	14,12%	13.424.911	39.767.817	45.399.029	39.464	(192.337)
Endesa Brasil S.A.	17,21%	26.357.461	130.339.145	64.771.303	1.424.566	963.604
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,61%	269.205.379	475.192.241	387.922.750	42.433.909	55.511.524
Emgesa S.A. E.S.P.	62,28%	493.130.335	765.011.918	738.982.633	80.144.584	71.396.856
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,46%	49.917.661	85.831.223	81.916.834	6.527.367	9.671.756
Edegel S.A.A	62,54%	243.916.774	242.251.459	240.843.403	15.860.736	10.908.697
Chinango S.A.C.	70,03%	44.567.761	45.123.137	40.804.028	3.862.991	4.036.636
Empresa Distribuidora Sur S.A.	28,39%	20.711.661	(24.151.103)	1.689.191	37.271.649	(11.301.090)
Endesa Costanera S.A.	58,15%	(45.587.970)	(36.065.405)	(13.280.123)	(10.489.182)	(12.769.865)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	60,79%	53.124.361	52.313.882	58.148.646	2.418.340	4.215.986
Chilectra S.A.	0,91%	6.467.063	6.083.234	4.839.484	485.586	586.456
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	416.467.865	401.953.487	368.978.239	(25.060.257)	(22.671.428)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	44,43%	70.466.292	74.660.915	77.689.979	19.250.850	14.286.159
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	40,02%	30.812.263	30.548.711	36.643.889	262.346	(2.527.129)
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	-	-	-	56.064.957	-	5.009.413
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	38,26%	61.779.906	54.708.400	27.095.085	13.144.334	14.781.464
Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	40,02%	43.429.001	38.503.148	32.484.220	2.440.812	4.315.472
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	40,02%	26.981.336	26.771.283	24.032.076	(334.896)	(519.268)
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	22.778.723	24.153.240	21.789.839	875.483	624.981
Otras		3.854.114	3.782.988	7.650.730	(2.592.518)	2.574.769
TOTAL		2.169.982.210	3.064.408.474	2.995.312.585	239.950.209	226.094.247

- (1) 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.

25. INGRESOS.

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

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Ventas de energía (1)	2.647.589.623	2.916.318.784
Otras ventas	12.281.661	9.029.689
Ventas equipos de medida	1.415.865	1.267.111
Ventas de gas	2.774.150	-
Ventas de materiales electrónicos	8.091.646	7.762.578
Otras prestaciones de servicios	185.775.610	209.754.016
Peajes y transmisión	132.039.326	157.599.946
Arriendo equipos de medida	2.315.495	3.553.850
Alumbrado público	14.702.211	16.081.261
Verificaciones y enganches	6.285.610	6.239.571
Servicios de ingeniería y consultoría	7.586.857	5.400.829
Otras prestaciones	22.846.111	20.878.559
Total Ingresos de actividades ordinarias	2.845.646.894	3.135.102.489

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	70.146.305	69.158.750
Apoyos mutuos	15.640.144	15.428.070
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	3.134.222	6.092.956
Arrendamientos	48.219	355.775
Ventas de nuevos negocios	5.437.485	5.851.684
Otros Ingresos (2)	217.547.285	19.314.013
Total Otros ingresos por naturaleza	311.953.660	116.201.248

(1) Incluye M\$ 29.217.154 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\$ 189.240.068.

Además, incluye M\$9.369.648 al 30 de junio de 2013 (M\$0 al 30 de junio 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 junio de 2013 y 2012, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Compras de energía	(909.488.868)	(974.678.495)
Consumo de combustible	(300.974.822)	(378.440.928)
Gastos de transporte	(190.111.503)	(230.097.031)
Costos por contratos de construcción	(70.146.305)	(69.158.751)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(150.208.492)	(234.630.355)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.620.929.990)	(1.887.005.560)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(163.027.924)	(147.122.950)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(2.860.550)	(2.022.448)
Seguridad social y otras cargas sociales	(61.865.176)	(53.103.904)
Otros gastos de personal	(2.245.727)	(1.369.973)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(229.999.377)	(203.619.275)

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

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

	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	(166.731.804)	(166.713.608)
Amortizaciones	(38.883.216)	(47.067.856)
Subtotal	(205.615.020)	(213.781.464)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(15.930.584)	(17.489.627)
Total	(221.545.604)	(231.271.091)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(15.930.584)	(17.489.627)
Total	(15.930.584)	(17.489.627)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(26.410.394)	(29.372.896)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(107.768.721)	(103.654.526)
Reparaciones y conservación	(51.858.017)	(48.052.178)
Indemnizaciones y multas	(11.760.380)	(11.271.888)
Tributos y tasas	(11.987.659)	(15.642.340)
Primas de seguros	(11.948.522)	(11.418.389)
Arrendamientos y cánones	(8.556.943)	(8.903.416)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(3.225.896)	(3.104.784)
Otros aprovisionamientos	(9.568.006)	(12.574.406)
Gastos de viajes	(2.896.621)	(3.391.179)
Gastos de medioambiente	(1.417.263)	(930.181)
Total Otros gastos por naturaleza	(247.398.422)	(248.316.183)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

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

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Venta de líneas de transmisión Charrua	2.532.438	-
Ventas de terrenos	3.897.878	1.651.287
Otros	1.008.454	137.225
Total Otras ganancias (pérdidas)	7.438.770	1.788.512

31. RESULTADO FINANCIERO.

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

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	40.872.910	33.763.929
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	19.455.987	18.257.966
Otros ingresos financieros (1)	81.781.347	37.300.579
Total Ingresos Financieros	142.110.244	89.322.474

Costos financieros	Saldo al	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Costos Financieros	(205.410.434)	(233.494.450)
Préstamos bancarios	(15.482.466)	(24.604.795)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(100.701.270)	(103.367.714)
Valoración derivados financieros	(10.816.693)	(10.342.247)
Provisiones financieras	(22.219.489)	(24.507.903)
Obligación por beneficios post empleo	(28.008.272)	(28.208.251)
Gastos financieros activados	12.895.642	15.393.689
Otros costos financieros	(41.077.886)	(57.857.229)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(163.853)	(7.912.005)
Diferencias de cambio (**)	(1.414.486)	(10.004.976)
Total Costos Financieros	(206.988.773)	(251.411.431)
Total Resultado Financiero	(64.878.529)	(162.088.957)

(1) Se incluye actualización financiera por ajuste de Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) en Edesur S.A. por M\$ 27.044.092. (M\$ 0 al 30 de junio de 2012); actualización financiera IFRIC 12 en Ampla y Coelce por M\$ 36.794.663 (M\$ 4.051.123 al 30 de junio 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	
	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
Otros activos financieros	121.058	3.427.396
Otros activos no financieros	103	574.737
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	197.449	114.192
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(93.405)	1.198.139
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(473.753)	(13.845.820)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	27.810	229.791
Otras provisiones	3.442	(143.550)
Otros pasivos no financieros	53.443	533.110
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(163.853)	(7.912.005)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.425.809	(4.862.836)
Otros activos financieros	19.949.406	3.289.105
Otros activos no financieros	577.777	(262.731)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	3.427.673	4.652.832
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(5.549)	5.199
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(23.342.472)	(6.504.075)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(2.339.436)	(5.874.975)
Otros pasivos no financieros	(1.107.694)	(447.495)
Total Diferencias de Cambio	(1.414.486)	(10.004.976)

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	
	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(248.897.802)	(191.997.074)
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.)	10.875.899	6.357.804
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	(5.207.553)	260.092
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(274.141)	(146.714)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(243.503.597)	(185.525.892)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(8.054.931)	13.862.885
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(1.081.273)	2.786
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(3.640.041)	-
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(12.776.245)	13.865.671
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(256.279.842)	(171.660.221)

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	30-06-2013 M\$		30-06-2012 M\$	
Resultado antes de Impuesto		818.586.079		560.735.322
Tasa Impositiva Legal y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(20,00%)	(163.717.216)	(18,50%)	(103.669.435)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(12,71%)	(104.026.093)	(12,23%)	(68.519.404)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	10,87%	88.952.100	5,96%	33.385.156
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(3,56%)	(29.103.617)	(9,10%)	(51.004.671)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(0,13%)	(1.081.273)	0,00%	2.786
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	(0,64%)	(5.207.553)	0,05%	260.092
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(5,14%)	(42.096.190)	3,19%	17.885.255
Total ajustes a la Tasa Impositiva y Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(11,31%)	(92.562.626)	(12,13%)	(67.990.786)
Total Tasa Impositiva Efectiva y (Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(31,31%)	(256.279.842)	(30,63%)	(171.660.221)

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 junio de 2012 y 31 de diciembre de 2012.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS												
ACTIVOS CORRIENTES	997.433.125	959.618.767	1.171.298.010	1.055.315.477	961.835.357	1.001.053.127	1.185.867.278	368.734.806	306.372.623	3.238.615.880	2.290.188.930	2.478.723.760
Efectivo y equivalentes al efectivo	270.147.856	310.058.657	521.224.071	164.124.185	226.918.092	298.222.775	733.831.198	278.855.312	368.237.363	1.168.103.239	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	78.264.396	58.019.211	914.209	48.496.309	47.888.142	25.011	622.986.563	88.593.445	-	749.747.268	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros, corriente	39.225.300	29.818.737	28.408.948	76.717.106	71.242.062	38.689.916	2.638.945	2.315.912	2.380.809	118.581.351	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	200.539.372	251.736.921	338.333.153	672.550.399	580.986.390	600.242.857	6.083.946	14.067.800	11.431.703	879.173.717	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	196.845.101	94.261.112	151.150.317	56.772.904	4.182.943	12.729.209	(211.961.435)	(50.873.773)	(101.967.040)	41.656.570	47.570.282	61.912.486
Inventarios	49.300.197	59.387.769	49.278.530	15.611.644	12.859.884	15.392.449	4.407.403	4.315.432	5.663.862	69.319.244	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	163.110.903	156.336.360	81.988.782	21.042.930	17.757.844	35.750.910	27.880.658	31.460.678	20.625.926	212.034.491	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	6.223.723.229	6.150.028.975	6.140.104.554	4.586.799.166	4.610.641.392	4.754.777.673	223.083.464	195.633.005	275.481.095	11.033.605.859	10.956.303.372	11.170.363.322
Otros activos financieros no corrientes	25.128.817	33.304.991	13.492.121	409.030.573	378.529.773	2.824.648	37.172.456	27.183.342	20.930.001	471.331.846	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes	27.571.221	26.350.199	28.443.338	64.349.201	61.314.310	80.741.831	194.120	123.850	27.843	92.114.542	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	185.846.615	150.483.725	175.400.312	55.997.379	51.731.291	267.056.978	840.156	685.326	671.202	242.684.150	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	722.197.218	764.206.038	741.895.521	557.732.424	544.289.536	534.976.070	(1.056.603.586)	(1.093.978.229)	(1.082.085.874)	223.326.056	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	48.100.885	49.048.386	35.181.256	1.150.893.707	1.138.047.176	1.417.280.397	18.362.481	14.906.949	14.219.326	1.217.357.073	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	99.112.533	101.747.086	106.385.017	100.618.605	102.245.125	121.299.383	1.181.766.495	1.187.681.741	1.240.622.708	1.381.497.633	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	4.967.297.807	4.886.974.757	4.915.411.644	2.169.949.598	2.167.955.233	2.136.756.691	(8.087.910)	(5.006.419)	(6.259.488)	7.129.159.495	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	46.697.533	46.922.970	38.055.889	46.697.533	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	148.468.133	137.913.793	125.758.561	78.227.679	166.429.904	193.723.729	2.741.719	17.212.519	47.554.218	229.437.531	321.556.216	367.036.508
TOTAL ACTIVOS	7.221.156.354	7.109.647.742	7.311.402.564	5.642.114.643	5.572.476.749	5.755.830.800	1.408.950.742	564.367.811	581.853.718	14.272.221.739	13.246.492.302	13.649.087.082

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.480.935.521	1.204.997.966	1.118.850.205	1.435.223.394	1.336.687.289	1.386.550.681	(245.380.617)	(194.954.530)	(83.366.862)	2.670.778.298	2.346.730.725	2.422.034.024
Otros pasivos financieros corrientes	570.799.582	410.237.181	354.117.329	273.471.821	232.971.384	291.898.009	318.428.137	15.214.737	14.547.220	1.162.699.540	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	359.242.484	354.778.875	364.735.796	727.378.647	771.682.773	768.546.333	33.713.543	68.390.102	80.106.184	1.120.334.674	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	451.476.668	303.548.537	235.981.411	261.395.414	140.077.447	126.920.185	(631.904.428)	(293.366.477)	(202.542.912)	80.967.654	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	38.627.409	38.320.326	35.516.956	43.552.205	44.316.361	43.227.192	5.718.096	7.094.015	20.445.238	87.897.710	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	47.453.249	89.759.550	120.891.602	69.799.211	74.218.109	109.039.232	26.340.962	5.567.879	2.315.339	143.593.422	169.545.538	232.246.173
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	13.336.129	8.353.497	7.607.111	59.626.096	73.421.215	46.919.730	2.323.073	2.145.214	1.762.069	75.285.298	83.919.926	56.288.910
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.919.398.774	2.018.046.883	2.207.411.419	1.232.467.898	1.418.333.328	1.554.803.677	221.615.702	505.174.320	573.796.771	3.373.482.374	3.941.554.531	4.336.011.867
Otros pasivos financieros no corrientes	1.456.404.479	1.545.210.455	1.755.575.529	723.202.973	824.212.315	952.894.143	258.235.337	558.697.099	562.885.621	2.437.842.789	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	159.539	175.898	243.234	18.488.368	14.081.540	14.060.817	76	-	556	18.647.983	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	3.304.367	7.114.225	81.953	-	-	-	(3.304.367)	(7.114.225)	(81.953)	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	32.130.535	26.347.451	20.833.139	154.754.821	143.882.430	181.079.091	6.231.012	6.345.154	103.609	193.116.368	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	345.770.218	350.892.546	324.190.255	107.892.539	187.420.880	153.728.501	(47.696.995)	(37.185.729)	4.341.506	405.965.762	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	38.193.687	39.594.199	35.976.928	202.519.778	209.739.455	227.181.705	6.964.742	6.827.714	6.194.442	247.678.207	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes	43.435.949	48.712.109	70.510.381	25.609.419	38.996.708	25.859.420	1.185.897	(22.395.693)	352.990	70.231.265	65.313.124	96.722.791
PATRIMONIO NETO	3.820.822.059	3.886.602.893	3.985.140.940	2.974.423.351	2.817.456.132	2.814.476.442	1.432.715.657	254.148.021	91.423.809	8.227.961.067	6.958.207.046	6.891.041.191
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.820.822.059	3.886.602.893	3.985.140.940	2.974.423.351	2.817.456.132	2.814.476.442	1.432.715.657	254.148.021	91.423.809	6.057.978.857	3.893.798.572	3.895.728.606
Capital emitido	1.521.421.774	1.488.171.918	1.752.890.037	820.321.997	829.508.479	1.010.886.630	3.327.536.954	507.202.438	61.106.168	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.860.432.694	1.890.441.860	1.838.419.172	1.344.903.421	1.283.404.466	957.047.345	(537.054.969)	(752.567.485)	(562.497.637)	2.668.281.146	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	206.496.308	206.008.557	-	4.077.665	4.180.489	-	(51.814.325)	(51.429.398)	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	232.471.283	301.980.558	393.831.731	805.120.268	700.362.698	846.542.467	(1.305.952.003)	550.942.466	434.055.630	(2.438.342.662)	(1.511.122.752)	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.169.982.210	3.064.408.474	2.995.312.585
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.221.156.354	7.109.647.742	7.311.402.564	5.642.114.643	5.572.476.749	5.755.830.800	1.408.950.742	564.367.811	581.853.718	14.272.221.739	13.246.492.302	13.649.087.082

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
INGRESOS	1.211.671.913	1.296.706.362	2.231.770.948	2.260.736.862	(285.842.307)	(306.139.487)	3.157.600.554	3.251.303.737
Ventas	1.198.774.980	1.295.526.969	1.932.785.296	2.146.053.737	(285.913.382)	(306.478.217)	2.845.646.894	3.135.102.489
Ventas de energía	1.149.187.865	1.240.922.019	1.768.929.982	1.966.193.353	(270.528.224)	(290.796.588)	2.647.589.623	2.916.318.784
Otras ventas	2.794.323	28.158	4.673.777	4.179.994	4.813.561	4.821.537	12.281.661	9.029.689
Otras prestaciones de servicios	46.792.792	54.576.792	159.181.537	175.680.390	(20.198.719)	(20.503.166)	185.775.610	209.754.016
Otros ingresos de explotación	12.896.933	1.179.393	298.985.652	114.683.125	71.075	338.730	311.953.660	116.201.248
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(621.596.842)	(739.518.108)	(1.291.391.677)	(1.461.088.653)	292.058.529	313.601.201	(1.620.929.990)	(1.887.005.560)
Compras de energía	(169.757.320)	(192.799.051)	(1.008.403.519)	(1.075.496.542)	268.671.971	293.617.099	(909.488.868)	(974.678.494)
Consumo de combustible	(300.973.365)	(378.435.041)	-	-	(1.457)	(5.887)	(300.974.822)	(378.440.928)
Gastos de transporte	(115.806.686)	(135.493.174)	(98.884.539)	(115.934.479)	24.579.722	21.330.620	(190.111.503)	(230.097.033)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(35.059.471)	(32.790.842)	(184.103.619)	(269.657.632)	(1.191.707)	(1.340.631)	(220.354.797)	(303.789.105)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	590.075.071	557.188.254	940.379.271	799.648.209	6.216.222	7.461.714	1.536.670.564	1.364.298.177
Trabajos para el Inmovilizado	9.411.850	5.865.272	18.490.861	17.470.184	-	-	27.902.711	23.335.456
Gastos de Personal	(69.680.374)	(57.531.833)	(142.103.930)	(130.496.092)	(18.215.073)	(15.591.350)	(229.999.377)	(203.619.275)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(54.540.243)	(57.983.882)	(196.519.817)	(193.448.831)	3.661.638	3.116.530	(247.398.422)	(248.316.183)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	475.266.304	447.537.811	620.246.385	493.173.470	(8.337.213)	(5.013.106)	1.087.175.476	935.698.175
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(107.971.436)	(102.899.678)	(112.444.864)	(126.915.916)	(1.129.304)	(1.455.497)	(221.545.604)	(231.271.091)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	367.294.868	344.638.133	507.801.521	366.257.554	(9.466.517)	(6.468.603)	865.629.872	704.427.084
RESULTADO FINANCIERO	(79.462.598)	(71.755.953)	(8.040.785)	(72.612.790)	22.624.854	(17.720.214)	(64.878.529)	(162.088.957)
Ingresos financieros	11.823.566	25.331.068	106.340.514	59.358.456	23.946.164	4.632.950	142.110.244	89.322.474
Gastos financieros	(82.588.874)	(89.420.640)	(115.083.686)	(133.722.741)	(7.737.874)	(10.351.069)	(205.410.434)	(233.494.450)
Resultados por Unidades de Reajuste	(135.279)	(861.186)	254.027	938.812	(282.601)	(7.989.631)	(163.853)	(7.912.005)
Diferencias de cambio	(8.562.011)	(6.805.195)	448.360	812.683	6.699.165	(4.012.464)	(1.414.486)	(10.004.976)
Positivas	24.015.664	11.965.925	2.194.947	1.756.342	19.870.180	10.740.561	46.080.791	24.462.828
Negativas	(32.577.675)	(18.771.120)	(1.746.587)	(943.659)	(13.171.015)	(14.753.025)	(47.495.277)	(34.467.804)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	10.321.285	15.066.313	74.681	1.182.370	-	-	10.395.966	16.248.683
Resultado de Otras Inversiones	860.406	300.182	-	-	-	(2.205)	860.406	297.977
Resultados en Ventas de Activos	2.524.459	16.670	156.026	(177.422)	3.897.879	1.651.287	6.578.364	1.490.535
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	301.538.420	288.265.345	499.991.443	294.649.712	17.056.216	(22.539.735)	818.586.079	560.375.322
Impuesto Sobre Sociedades	(97.742.896)	(90.221.960)	(122.003.043)	(88.574.426)	(36.533.903)	7.136.165	(256.279.842)	(171.660.221)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	203.795.524	198.043.385	377.988.400	206.075.286	(19.477.687)	(15.403.570)	562.306.237	388.715.101
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	203.795.524	198.043.385	377.988.400	206.075.286	(19.477.687)	(15.403.570)	562.306.237	388.715.101
RESULTADO DEL PERÍODO	203.795.524	198.043.385	377.988.400	206.075.286	(19.477.687)	(15.403.570)	562.306.237	388.715.101
Sociedad dominante							322.356.028	162.620.854
Accionistas minoritarios							239.950.209	226.094.247

33.3 Países.

País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	
ACTIVOS																						
ACTIVOS CORRIENTES	2.063.536.947	778.287.483	1.075.927.343	292.348.561	140.651.609	198.804.567	804.838.358	742.319.957	680.639.175	367.150.534	517.570.258	433.026.278	189.990.734	154.280.243	138.640.932	(479.249.254)	(42.920.620)	(48.314.535)	3.238.615.880	2.290.188.930	2.478.723.760	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	661.574.913	216.478.829	556.613.689	21.664.062	20.619.433	43.522.761	247.505.584	195.713.589	277.962.207	175.405.343	319.911.445	267.530.810	61.953.337	63.108.765	42.054.742	-	-	-	1.168.103.239	815.832.061	1.187.684.209	
Otros activos financieros corrientes	548.780.090	3.865	47.504	-	248.729	143.638	197.403.963	142.727.069	-	-	50.921.259	699.517	3.563.215	51.876	48.561	-	-	-	749.747.268	194.500.798	939.220	
Otros Activos No Financieros, Corriente	15.281.804	8.550.848	5.546.879	3.906.932	1.207.678	2.444.742	77.853.259	72.727.847	43.310.736	13.870.238	13.981.224	13.082.463	7.925.175	6.909.114	5.094.853	(256.057)	-	-	118.581.351	103.376.711	69.479.673	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	205.388.323	302.579.178	320.883.476	214.895.583	70.793.684	108.345.327	249.855.300	291.578.428	318.551.280	129.736.337	114.086.956	127.547.722	77.927.505	66.634.074	73.975.674	1.370.669	1.118.791	704.234	879.173.717	846.791.111	950.007.713	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	448.589.125	45.714.756	70.724.601	31.562.973	33.308.107	34.084.870	13.680.988	11.804.423	-	18.530.551	747.741	5.913.088	9.656.799	34.666	208.696	(480.363.866)	(44.039.411)	(49.018.769)	41.656.570	47.570.282	61.912.486	
Inventarios	22.627.702	35.822.896	30.429.643	7.100.538	6.392.567	4.921.851	748.136	659.321	1.266.810	13.175.662	16.405.994	16.713.554	25.667.206	17.282.307	17.002.883	-	-	-	69.319.244	76.563.085	70.334.841	
Activos por impuestos corrientes	161.294.990	169.137.111	91.681.551	13.218.473	8.081.411	5.341.278	17.791.128	26.561.280	39.548.142	16.432.403	1.515.639	1.539.124	3.297.497	259.441	255.523	-	-	-	212.034.491	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	10.566.065.573	7.514.815.614	7.671.508.763	707.644.055	586.838.081	593.346.110	2.258.227.577	3.338.211.800	3.805.276.863	2.477.023.653	2.513.041.547	2.330.553.634	1.312.325.694	1.243.142.278	1.246.563.957	(6.287.680.693)	(4.239.745.948)	(4.476.886.005)	11.033.605.859	10.956.303.372	11.170.363.322	
Otros activos financieros no corrientes	61.057.136	58.621.279	32.835.965	118.609	194.354	161.140	408.942.039	375.250.800	27.818	1.183.485	1.243.628	1.212.609	30.577	3.708.045	3.009.238	-	-	-	471.331.846	439.018.106	37.246.770	
Otros activos no financieros no corrientes	359.406	380.918	311.432	2.996.506	1.833.586	1.984.737	87.091.630	83.997.877	106.916.843	1.661.851	1.710.515	-	-	-	5.149	(134.537)	-	92.114.542	87.788.359	109.213.012		
Derechos por cobrar no corrientes	7.232.472	7.548.389	4.531.190	176.304.697	146.227.334	151.690.773	46.689.385	35.909.875	273.379.275	12.419.293	13.314.744	13.527.254	-	-	-	38.303	-	-	242.684.150	202.900.342	443.128.492	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	5.712.830	6.179.892	-	-	-	35.101.368	32.432.608	44.861.006	-	-	-	-	-	-	(35.101.368)	(38.145.438)	(51.040.898)	-	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.497.193.915	4.441.947.077	4.624.595.985	56.375.138	58.167.386	4.727.255	-	1.042.410.728	1.217.587.204	31.502.341	33.528.901	31.365.165	80.918.665	51.856.847	49.887.780	(7.442.664.003)	(5.413.393.594)	(5.733.377.672)	223.326.056	214.517.345	194.785.717	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	35.960.435	37.962.229	40.287.096	3.244.680	3.460.809	3.649.971	1.119.923.005	1.104.062.844	1.375.676.408	41.399.132	43.888.608	43.764.781	16.829.821	12.648.021	3.302.723	-	-	-	1.217.357.073	1.202.002.511	1.466.680.979	
Plusvalía	2.298.608	2.298.608	2.298.608	1.842.867	1.902.217	2.357.592	98.378.127	100.004.647	119.058.905	5.046.562	5.194.342	5.126.657	8.861.843	8.703.399	10.361.690	1.265.369.626	1.273.570.739	1.329.103.656	1.381.497.633	1.391.673.951	1.468.307.108	
Propiedades, planta y equipo	2.831.692.904	2.831.413.884	2.845.420.964	448.892.631	369.087.363	424.077.441	374.518.756	388.190.909	479.342.553	2.293.731.309	2.317.512.355	2.141.054.741	1.204.137.450	1.164.386.651	1.178.479.794	(23.813.555)	(22.466.646)	-	7.129.159.495	7.049.923.571	7.045.908.847	
Propiedad de inversión	46.697.533	46.922.970	38.055.889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.697.533	46.922.970	38.055.889	
Activos por impuestos diferidos	83.573.164	82.007.430	76.991.742	17.868.927	5.965.032	4.697.201	87.583.267	176.051.512	188.426.851	90.079.680	96.668.454	94.502.427	1.847.338	1.839.315	1.522.732	(51.514.845)	(40.975.527)	895.555	229.437.531	321.556.216	367.036.508	
TOTAL ACTIVOS	12.629.602.520	8.293.103.097	8.747.436.106	999.992.616	727.489.690	792.150.677	3.063.065.935	4.080.531.757	4.485.916.038	2.844.174.187	3.030.611.805	2.763.579.912	1.502.316.428	1.397.422.521	1.385.204.889	(6.766.929.947)	(4.282.666.568)	(4.525.200.540)	14.272.221.739	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	
		30-06-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-06-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-06-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-06-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-06-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-06-2013	31-12-2012	31-12-2011	30-06-2013	31-12-2012
ACTIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	443.017.839	383.823.404	540.451.080	105.862.657	65.350.914	113.950.708	235.541.589	188.095.512	229.070.896	214.382.042	285.719.119	230.044.005	116.860.694	80.383.358	75.650.050	(118.231.696)	(43.533.540)	(26.868.729)	997.433.125	959.618.767	1.171.298.010
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5.847.772	6.256.263	198.775.572	14.339.032	6.613.187	22.383.610	93.822.058	74.132.078	131.040.180	114.240.191	187.772.861	136.260.140	41.898.803	35.284.268	32.764.569	-	-	-	270.147.856	310.058.657	521.224.071
Otros activos financieros corrientes	12.605.893	-	47.504	-	-	143.638	65.537.439	32.899.426	-	-	25.067.909	674.506	121.064	51.876	48.561	-	-	-	78.264.396	58.019.211	914.209
Otros Activos No Financieros, Corriente	11.122.810	5.343.846	2.504.741	2.340.607	224.900	1.197.748	12.741.219	12.492.705	14.283.730	7.961.128	7.515.740	7.964.428	5.059.536	4.241.546	2.458.301	-	-	-	39.225.300	29.818.737	28.408.948
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	50.863.459	142.361.331	157.809.488	47.021.884	19.901.491	54.090.162	27.558.725	34.854.848	63.940.752	48.299.505	35.378.529	45.507.596	25.729.130	18.439.139	16.986.155	1.066.869	801.583	-	200.539.372	251.736.921	338.333.153
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	204.124.543	52.329.038	79.160.315	30.877.214	32.524.660	33.441.555	32.394.982	29.309.511	19.803.730	27.648.421	15.211.112	35.104.241	21.098.506	9.221.914	10.509.205	(119.298.565)	(44.335.123)	(26.868.729)	196.845.101	84.261.112	191.150.317
Inventarios	16.231.707	30.054.549	22.853.273	3.167.442	3.158.460	1.783.282	25.366	28.149	2.504	9.681.896	13.257.329	11.993.970	20.193.796	12.892.282	12.645.501	-	-	-	49.300.197	59.387.769	49.278.530
Activos por impuestos corrientes	142.221.655	147.278.377	79.300.187	8.116.678	2.928.216	910.713	3.461.800	4.381.795	-	6.550.901	1.515.639	1.539.124	2.759.869	232.333	238.758	-	-	-	163.110.903	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	3.976.687.644	3.806.238.338	3.836.444.494	379.491.780	282.190.205	319.979.207	473.595.097	484.097.928	600.244.367	1.564.128.498	1.563.308.503	1.393.219.292	820.895.201	786.613.843	812.558.136	(991.074.991)	(772.419.842)	(822.340.942)	6.223.723.229	6.150.028.975	6.140.104.554
Otros activos financieros no corrientes	23.882.410	31.436.192	11.908.606	39.258	108.154	161.140	1	1	1.178.571	1.236.511	1.205.585	30.577	524.133	216.790	-	-	-	-	25.128.817	33.304.991	13.492.121
Otros activos no financieros no corrientes	41.505	-	54.246	2.433.891	1.252.853	1.099.011	24.476.795	24.553.260	27.290.081	617.688	635.776	-	-	-	-	1.342	(133.195)	-	27.571.221	26.350.199	28.443.338
Derechos por cobrar no corrientes	-	-	160.518	174.655.713	144.560.890	150.312.091	8.724.585	2.908.137	21.685.968	2.466.317	3.014.698	3.241.735	-	-	-	-	-	-	185.846.615	150.483.725	175.400.312
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	5.712.830	6.179.892	-	-	31.791.128	29.806.493	42.997.790	-	-	-	-	-	-	-	(31.791.128)	(35.519.323)	(51.040.898)	-	-	(1.863.216)
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.707.247.956	1.523.247.036	1.537.816.848	2.680.339	2.743.725	3.428.479	8.925.315	9.072.881	10.801.536	-	-	-	46.290.074	51.856.848	49.887.780	(1.042.946.466)	(822.714.452)	(859.839.122)	722.197.218	764.206.038	741.895.521
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.898.074	12.617.056	10.854.274	115.051	126.534	176.228	2.506.025	2.647.693	1.410.902	23.248.296	23.938.624	22.281.991	9.333.439	9.718.479	457.861	-	-	-	46.100.885	49.048.396	35.161.256
Plusvalía	-	-	-	1.842.867	1.902.217	2.357.592	-	-	-	5.046.562	5.169.342	-	-	8.703.399	10.361.890	83.661.261	85.947.128	88.539.078	99.112.533	101.747.096	106.385.017
Propiedades, planta y equipo	2.203.413.332	2.209.465.781	2.247.634.237	179.855.734	125.530.800	157.747.465	354.034.355	368.075.606	456.994.530	1.475.162.456	1.469.930.901	1.302.924.129	754.831.930	713.971.669	750.111.283	-	-	-	4.967.297.807	4.886.974.757	4.915.411.644
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	29.204.367	23.717.938	22.035.873	17.868.927	5.965.032	4.697.201	43.136.893	47.033.857	39.063.560	56.410.608	59.357.651	58.439.195	1.847.338	1.839.315	1.522.732	-	-	-	148.468.133	137.913.793	125.758.561
TOTAL ACTIVOS	4.419.705.483	4.189.861.742	4.376.895.574	485.354.437	347.541.119	433.929.915	709.136.686	672.193.440	829.315.263	1.778.510.540	1.849.027.622	1.632.263.297	937.755.895	866.977.201	888.208.186	(1.109.306.687)	(815.953.382)	(849.209.671)	7.221.156.354	7.109.647.742	7.311.402.564

b) Distribución

Línea de Negocio	País	Distribución																						
		Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales				
		30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$		
ACTIVOS																								
ACTIVOS CORRIENTES		205.791.871	161.687.281	193.667.154	186.588.321	75.393.801	84.947.442	405.934.791	396.065.371	424.487.557	194.470.285	248.759.159	233.091.543	83.810.229	83.158.205	73.305.844	(21.280.020)	(3.228.460)	(8.446.413)	1.055.315.477	961.835.357	1.001.053.127		
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		5.775.715	6.800.784	26.582.727	7.305.847	13.979.227	21.100.767	70.316.484	46.175.000	109.978.438	61.165.152	132.138.584	131.270.670	19.560.987	27.824.497	9.290.173	-	-	-	164.124.185	226.918.092	298.222.775		
Otros activos financieros corrientes		1.227.660	3	-	-	246.730	-	43.826.498	21.786.059	-	-	25.953.350	25.011	-	-	-	-	-	-	48.496.309	47.888.142	25.011		
Otros Activos No Financieros, Corriente		3.293.337	2.458.842	2.312.576	1.540.485	982.594	1.246.994	63.113.568	59.867.785	27.376.759	5.909.110	6.465.483	5.118.035	2.667.568	2.636.552	(30)	-	-	-	76.717.106	71.242.062	38.689.916		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes		148.883.283	146.524.961	152.223.272	167.873.899	50.892.193	54.255.165	222.159.422	256.665.873	254.576.869	81.436.832	78.708.428	82.197.032	52.196.963	48.194.935	56.990.519	-	-	-	672.550.339	580.986.390	600.242.857		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente		44.431.810	4.002.377	10.623.831	825.243	910.306	776.127	-	-	-	32.583.922	2.444.649	9.761.211	211.919	54.071	14.453	(21.279.990)	(3.228.460)	(8.446.413)	56.772.904	4.182.943	12.729.209		
Inventarios		1.988.592	1.452.916	1.924.748	3.933.097	3.234.106	3.138.669	722.770	634.171	1.252.066	3.493.767	3.148.665	4.719.584	5.473.418	4.390.026	4.357.382	-	-	-	15.611.644	12.859.884	15.392.449		
Activos por impuestos corrientes		198.474	447.598	-	5.100.770	5.146.655	4.429.720	5.776.049	12.136.483	31.304.425	9.881.502	-	-	-	86.135	27.108	-	-	-	21.042.930	17.757.844	35.750.910		
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES		1.162.597.645	1.141.771.230	1.116.514.950	274.482.725	249.249.898	272.099.510	1.785.218.975	1.813.358.782	1.994.823.050	912.895.155	949.733.045	937.334.342	451.804.666	456.528.437	434.005.821	-	-	-	4.586.799.166	4.610.641.392	4.754.777.673		
Otros activos financieros no corrientes		25.256	25.109	25.176	79.351	86.201	-	408.919.052	375.227.434	-	6.914	7.117	7.024	-	3.183.912	2.792.448	-	-	-	409.030.573	378.529.773	2.824.648		
Otros activos no financieros no corrientes		312.132	333.644	229.343	562.615	580.733	885.726	62.430.291	59.325.193	79.626.762	1.044.163	1.074.740	-	-	-	-	-	-	-	64.349.201	61.314.310	80.741.831		
Derechos por cobrar no corrientes		6.430.619	6.863.063	3.699.470	1.648.983	1.666.444	1.378.682	37.964.801	32.901.738	251.693.307	9.952.976	10.300.046	10.285.519	-	-	-	-	-	-	55.997.379	51.731.291	267.056.978		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-	99.044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.044	117.346		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		526.204.832	510.734.951	503.579.522	25.251	25.684	31.383	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos intangibles distintos de la plusvalía		12.152.099	13.233.744	15.263.011	3.129.628	3.334.273	3.473.743	1.114.676.510	1.098.619.633	1.374.215.991	18.150.836	19.929.984	21.482.790	2.784.634	2.929.542	2.844.862	-	-	-	1.557.732.424	544.289.536	534.976.070		
Plusvalía		2.240.478	2.240.478	2.240.478	-	-	-	98.378.127	100.004.647	119.058.905	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.618.605	102.245.125	121.299.383		
Propiedades, planta y equipo		615.119.996	608.238.795	583.180.744	269.036.897	243.556.563	266.329.976	18.403.820	18.163.438	20.746.848	818.568.853	847.581.454	838.130.612	448.820.032	450.414.983	428.368.511	-	-	-	2.169.949.598	2.167.955.233	2.136.756.691		
Propiedad de inversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos		112.233	101.446	8.297.206	-	-	-	44.446.374	129.017.655	149.363.291	33.669.072	37.310.803	36.063.232	-	-	-	-	-	-	78.227.679	166.429.904	193.723.729		
TOTAL ACTIVOS		1.368.389.516	1.303.458.511	1.310.182.104	461.071.046	324.643.699	357.046.952	2.191.153.766	2.209.424.153	2.419.310.607	1.107.365.440	1.198.492.204	1.170.425.885	535.414.895	539.686.642	507.311.665	(21.280.020)	(3.228.460)	(8.446.413)	5.642.114.643	5.572.476.749	5.755.830.800		

Línea de Negocio	Distribución																				
	País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales	
		30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																					
PASIVOS CORRIENTES	199.173.229	195.903.833	196.759.945	365.060.813	376.427.290	310.638.397	428.543.270	366.781.235	489.046.971	352.586.175	279.593.205	294.852.368	111.139.927	121.210.186	103.699.413	(21.280.020)	(3.228.460)	(8.446.413)	1.435.223.394	1.336.687.289	1.386.550.681
Otros pasivos financieros corrientes	102.919	47	26.351	15.922.985	27.634.365	22.349.209	105.263.266	104.776.985	226.703.734	109.368.238	66.840.051	10.772.339	42.814.413	33.719.936	32.046.376	-	-	-	273.471.821	232.971.384	291.898.009
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	76.359.942	100.344.207	137.937.525	266.627.819	290.202.271	235.366.718	215.287.619	203.340.459	183.352.939	130.983.170	134.401.488	167.078.182	37.520.214	43.334.348	44.810.969	83	-	-	727.378.647	771.682.773	768.545.333
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	101.693.532	80.044.605	23.267.428	1.756.815	1.837.109	2.249.562	78.922.983	20.985.919	20.937.120	92.454.693	31.019.825	77.542.865	7.847.494	9.418.449	11.389.623	(21.280.103)	(3.228.460)	(8.446.413)	261.305.414	140.077.447	126.920.185
Otras provisiones corrientes	6.043.160	9.182.725	9.088.010	31.340.024	28.531.366	21.423.408	1.510.169	1.569.596	6.801.936	-	-	-	-	4.658.852	5.042.674	-	-	-	43.552.205	44.316.361	43.227.192
Pasivos por impuestos corrientes	13.569.662	4.814.657	25.872.525	24.796.930	2.831.011	7.016.288	13.074.442	20.926.914	36.202.808	14.072.319	40.775.096	34.217.419	-	4.285.858	4.870.431	-	-	-	69.799.211	74.218.109	109.039.232
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	804.014	1.517.592	568.106	24.616.440	25.391.168	22.233.212	14.484.791	15.191.362	15.048.434	5.707.755	6.556.745	5.241.563	14.013.096	24.764.348	3.828.445	-	-	-	59.628.096	73.421.215	46.919.730
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	49.094.709	70.857.008	52.473.555	23.064.052	17.990.925	41.497.104	727.466.949	815.506.536	870.301.120	233.112.194	311.739.452	379.922.653	199.729.994	202.239.407	210.609.245	-	-	-	1.232.467.898	1.418.333.328	1.554.803.677
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	5.301.881	2.929.147	25.941.484	416.616.639	439.191.002	478.627.090	161.966.898	234.412.181	295.721.421	139.317.555	147.679.985	152.604.148	-	-	-	723.202.973	824.212.315	952.894.143
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	-	905.643	18.488.368	14.081.540	13.155.174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.488.368	14.081.540	14.060.817
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	9.262.894	8.738.743	7.618.844	9.599.632	7.830.746	9.239.778	131.917.712	124.438.070	160.186.774	3.772.297	2.672.824	3.888.164	202.286	201.947	165.531	-	-	-	154.754.821	143.882.430	181.079.091
Pasivo por impuestos diferidos	17.658.611	16.134.410	22.742.572	-	-	-	36.303.529	110.169.354	63.153.516	9.582.223	9.873.115	10.917.433	44.138.176	51.244.001	56.914.980	-	-	-	107.892.539	187.420.880	153.728.501
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.738.790	18.784.699	17.289.987	4.269.380	4.631.912	5.410.199	123.967.906	127.516.473	149.352.163	54.013.674	57.242.246	55.129.356	1.530.028	1.564.125	-	-	-	202.519.778	209.739.455	227.181.705	
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.234.414	27.199.156	4.822.152	3.893.159	2.599.120	-	172.795	110.097	5.846.403	3.767.102	7.538.986	14.266.279	14.541.949	1.549.349	924.586	-	-	-	25.609.419	38.996.708	25.859.420
PATRIMONIO NETO	1.120.121.578	1.036.697.670	1.060.948.604	72.846.181	(69.774.516)	4.911.451	1.035.143.547	1.027.136.382	1.059.962.516	521.667.071	607.159.547	495.650.864	224.544.974	216.237.049	193.003.007	-	-	-	2.974.423.351	2.817.456.132	2.814.476.442
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.120.121.578	1.036.697.670	1.060.948.604	72.846.181	(69.774.516)	4.911.451	1.035.143.547	1.027.136.382	1.059.962.516	521.667.071	607.159.547	495.650.864	224.544.974	216.237.049	193.003.007	-	-	-	2.974.423.351	2.817.456.132	2.814.476.442
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	368.494.984	81.007.926	83.616.788	135.477.599	331.262.431	336.739.309	466.167.408	3.477.941	3.579.786	7.905.014	36.645.017	37.643.914	32.841.625	-	-	-	820.321.997	829.508.479	1.010.886.630
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.120.794.574	1.027.496.557	978.146.893	(11.320.382)	(156.754.885)	(92.338.025)	128.976.838	244.654.424	72.309.174	37.616.143	107.753.937	(2.694.357)	68.836.248	60.254.433	1.623.660	-	-	-	1.344.903.421	1.283.404.466	957.047.345
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	-	-	-	3.511.363	3.614.187	-	-	-	-	-	-	-	4.077.665	4.180.489	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(369.167.980)	(359.293.871)	(285.693.273)	3.258.637	3.363.581	(38.228.123)	574.904.278	445.742.649	521.485.934	477.061.624	492.211.637	490.440.207	119.063.709	118.338.702	158.537.722	-	-	-	805.120.268	700.362.698	846.542.467
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.368.389.516	1.303.458.511	1.310.182.104	461.071.046	324.643.699	357.046.952	2.191.153.766	2.209.424.153	2.419.310.607	1.107.365.440	1.198.492.204	1.170.425.885	535.414.895	539.686.642	507.311.665	(21.280.020)	(3.228.460)	(8.446.413)	5.642.114.643	5.572.476.749	5.755.830.800

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2012 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	471.267.377	494.323.449	343.753.503	165.013.761	811.480.926	980.891.573	412.323.102	426.242.784	192.946.040	194.265.295	-	-	2.231.770.948	2.260.730.862	
Ventas	465.904.930	489.586.312	149.955.396	156.801.991	734.644.900	904.997.150	395.811.177	410.781.209	186.468.893	183.887.075	-	-	1.932.785.296	2.146.053.737	
Ventas de energía	411.027.390	439.232.759	141.705.228	146.197.668	695.268.326	848.762.345	339.000.955	352.860.387	181.928.083	179.140.194	-	-	1.768.929.982	1.966.193.353	
Otras ventas	3.133.695	2.746.996	135.089	164.103	-	-	1.405.056	1.255.694	(63)	13.201	-	-	4.673.777	4.179.994	
Otros ingresos de servicios	51.743.845	47.606.557	8.115.079	10.440.220	39.376.574	56.234.805	55.405.166	56.665.128	4.540.873	4.733.680	-	-	159.181.537	175.680.390	
Otros ingresos de explotación	5.362.447	4.737.137	193.798.107	8.211.770	76.836.026	75.894.423	16.511.925	15.461.575	6.477.147	10.378.220	-	-	298.985.652	114.683.125	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(342.231.629)	(368.267.170)	(83.354.026)	(89.820.902)	(509.177.148)	(642.070.722)	(227.978.537)	(234.331.837)	(128.650.337)	(126.598.022)	-	-	(1.291.391.677)	(1.461.088.653)	
Compras de energía	(302.992.870)	(328.093.566)	(82.749.194)	(89.782.763)	(331.003.988)	(366.495.184)	(173.416.790)	(176.259.937)	(118.240.677)	(114.865.092)	-	-	(1.008.403.519)	(1.075.496.542)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	(27.803.494)	(28.812.603)	(534.323)	66.869	(32.357.801)	(45.471.107)	(38.188.921)	(41.717.638)	-	-	-	-	(98.884.539)	(115.934.479)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(11.435.265)	(11.361.001)	(70.509)	(105.008)	(145.815.359)	(230.104.431)	(16.372.826)	(16.354.262)	(10.409.660)	(11.732.930)	-	-	(184.103.619)	(269.657.632)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	129.035.748	126.056.279	260.399.477	75.192.859	302.303.778	338.820.851	184.344.565	191.910.947	64.295.703	67.667.273	-	-	940.379.271	799.648.209	
Trabajos para el Inmovilizado	1.304.352	1.270.175	7.278.038	6.737.991	6.714.726	7.329.468	1.725.631	871.499	1.468.114	1.261.051	-	-	18.490.861	17.470.184	
Gastos de Personal	(14.215.993)	(12.773.485)	(61.106.832)	(48.771.788)	(40.626.059)	(44.772.089)	(16.224.717)	(15.665.973)	(9.930.329)	(8.512.757)	-	-	(142.103.930)	(130.496.092)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(30.237.096)	(29.682.301)	(57.634.871)	(50.383.784)	(72.700.765)	(75.693.741)	(25.551.960)	(24.663.817)	(10.395.125)	(13.025.188)	-	-	(196.519.817)	(193.448.831)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	85.887.011	84.870.668	148.935.812	(17.224.722)	195.691.680	225.684.489	144.293.519	152.452.656	45.438.363	47.390.379	-	-	620.246.385	493.173.470	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(16.337.131)	(17.154.386)	(7.252.463)	(7.829.777)	(45.325.041)	(55.626.456)	(31.388.616)	(34.255.330)	(12.141.613)	(12.049.967)	-	-	(112.444.864)	(126.915.916)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	69.549.880	67.716.282	141.683.349	(25.054.499)	150.366.639	170.058.033	112.904.903	118.197.326	33.296.750	35.340.412	-	-	507.801.521	366.257.554	
RESULTADO FINANCIERO	1.469.081	5.900.886	17.682.173	(9.177.222)	(10.269.943)	(51.151.824)	(11.071.000)	(13.831.943)	(5.868.333)	(4.080.433)	17.237	(272.254)	(8.040.785)	(72.612.790)	
Ingresos financieros	3.820.496	5.558.357	29.767.177	2.722.119	67.965.957	43.858.840	3.770.892	4.431.674	1.015.992	2.726.190	-	61.276	106.340.514	59.358.456	
Gastos financieros	(3.150.441)	(738.236)	(12.208.515)	(12.214.695)	(78.262.618)	(95.572.706)	(14.780.436)	(18.311.613)	(6.681.676)	(6.885.491)	-	-	(115.083.686)	(133.722.741)	
Resultados por Unidades de Reajuste	254.027	938.812	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254.027	938.812	
Diferencias de cambio	544.999	141.953	123.511	315.354	26.718	562.042	(61.456)	47.996	(202.649)	78.868	17.237	(333.530)	448.360	812.683	
Positivas	1.424.364	586.723	412.965	445.363	124.406	591.522	51.284	206.852	385.438	357.439	(203.510)	(431.557)	2.194.947	1.756.342	
Negativas	(879.365)	(444.770)	(289.454)	(130.009)	(97.688)	(29.480)	(112.740)	(158.856)	(588.087)	(278.571)	220.747	98.027	(1.746.587)	(943.659)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	101.256	-	-	74.681	1.081.114	-	-	-	-	74.681	1.182.370	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados en Ventas de Activos	(6.715)	(75.312)	-	-	-	-	(104.943)	(84.843)	267.684	(17.267)	-	-	156.026	(177.422)	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	71.012.246	73.541.856	159.365.522	(34.130.465)	140.096.696	118.906.209	101.803.641	105.361.654	27.696.101	31.242.712	17.237	(272.254)	499.991.443	294.649.712	
Impuesto Sobre Sociedades	(18.190.246)	(13.489.555)	(20.244.754)	1.480.691	(39.657.350)	(33.669.971)	(35.793.190)	(34.432.618)	(8.117.503)	(8.462.973)	-	-	(122.003.043)	(88.574.426)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	52.822.000	60.052.301	139.120.768	(32.649.774)	100.439.346	85.236.238	66.010.451	70.929.036	19.578.598	22.779.739	17.237	(272.254)	377.988.400	206.075.286	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	52.822.000	60.052.301	139.120.768	(32.649.774)	100.439.346	85.236.238	66.010.451	70.929.036	19.578.598	22.779.739	17.237	(272.254)	377.988.400	206.075.286	
RESULTADO DEL PERIODO	52.822.000	60.052.301	139.120.768	(32.649.774)	100.439.346	85.236.238	66.010.451	70.929.036	19.578.598	22.779.739	17.237	(272.254)	377.988.400	206.075.286	
Sociedad dominante													261.098.928	109.474.690	
Accionistas minoritarios													116.889.472	96.600.596	

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 junio de			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2013	dic-12	2014	Activos	2015	Activos	2016	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	33.123.660	M\$	71.374.623	67.546.660	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	14.909.884	M\$	3.042.960	4.799.600	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$	1.817.796	M\$	1.817.796	2.902.660	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Chile	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cte.	M\$	1.014.320	M\$	931.864	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	1.009.248	M\$	621.243	5.686.862	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	292.009	M\$	100.867.986	97.034.059	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	37.149.470	M\$	56.305.551	60.774.330	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	3.056.473	M\$	112.173.610	122.400.013	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	10.073.677	M\$	66.219.286	77.984.021	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	138.121.362	M\$	27.922.427	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\$	149.709.229	M\$	63.360.973	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2013 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 21.519.992.247 (M\$ 25.553.044.578 al 30 de junio de 2012).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de junio de			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2013	dic-12	2014	Activos	2015	Activos	2016
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	9.115.025	M\$	9.115.025	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.- La Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 por las autoridades argentinas, dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur. Esa norma preveía, además, que los contratos de concesión de servicios públicos se renegociasen en un plazo razonable para adaptarlos a la nueva situación. Sin embargo, la falta de renegociación del contrato de concesión de Edesur motivó que Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaran en el año 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”). En el memorial de demanda se solicitó, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. \$662.795,211 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, demandan 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, la cual no fue objetada por el Parlamento argentino y que fue luego ratificada por el Poder Ejecutivo. En el Acta Acuerdo 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 cinco años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo.

En octubre de 2010, el árbitro Robert Volterra renunció a su cargo. Según la normativa aplicable, ello obligaba a los demandantes a designar un reemplazante en un plazo de 45 días a contar desde que tuviere lugar la comunicación de la Secretaría; sin embargo, las demandantes solicitaron suspender el procedimiento también en lo que se refiere a la designación del árbitro sustituto, a lo que la República Argentina dio su conformidad.

2.- Meridional Servicios, Emprendimientos y Participaciones (“Meridional”) es una empresa cuyo único activo son 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”). El contrato fue rescindido por CELFL con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que 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 Meridional, 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 obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a 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 de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaração (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a Meridional. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos favorablemente por la primera sala del STJ con fecha 28 agosto de ese año, 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 (Meridional) 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 Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 973,317 millones (aprox. \$227.722,243 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 energía. El juez determinó que se realizara una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla. El 4 de marzo de 2011 se pidió por Ampla se declare la nulidad de la pericia, en razón de los equívocos y contradicciones del perito, solicitando la realización de una nueva pericia. El 2 de marzo de 2012 las partes se manifestaron sobre el laudo pericial, y en 20 de marzo de 2012 el proceso fue al Ministerio Público. El 19 de diciembre de 2012 AMPLA ha reiterado el pedido de realización de una segunda pericia, a causa de los equívocos y contradicciones del perito, en el laudo pericial anteriormente presentado La cuantía de todos los litigios se estima en R\$134,551 millones (aprox. \$30.927,294millones)

4.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energia). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aproximadamente \$27.046,389 millones) millones y demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, 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. En noviembre de 2009 CIEN contestó la demanda, alegando en resumen que la indisponibilidad proviene de la crisis Argentina, país del cual CIEN importa toda la energía que entrega, cuando sea necesario, a Tractebel. Se alega también que la crisis Argentina fue un evento extraordinario, en el cual CIEN no tuvo ninguna participación, y que ésta situación fue inclusive reconocida por las autoridades brasileñas en la época. 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. En octubre de 2011 Tractebel presentó su manifestación sobre los documentos presentados por CIEN y el proceso fue enviado en noviembre para análisis del Juez, el cual podrá abrir nuevo plazo para manifestación de CIEN o iniciar fase de producción de pruebas. El 11 de junio 2012 Cien hizo una presentación al tribunal reforzando el argumento de la crisis argentina, acompañando al proceso informes de juristas argentinos y de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires. El 22 de octubre de 2012 el juez aceptó el pedido de CIEN de acumular esta acción con otra iniciada por CIEN contra Tractebel en el 2001, en que se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios. En contra de esta decisión, Tractebel presentó embargos de declaração. El juez revocó la decisión que determinaba la reunión de esta acción con la acción iniciada por CIEN contra Tractebel, ante lo cual en mayo de 2013 CIEN solicitó la suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes.

5.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., contra CIEN, y notificada el 15 de junio de 2010, 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 contrato fue firmado en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissao de Interligacao, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$ 520.800.659 (\$119.708,843 millones aprox.), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, actualizada monetariamente en los términos del mismo y aumentada con los 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 a otros conceptos para ser determinados en la sentencia definitiva. Las partes han presentado sus alegaciones

finales y está pendiente la dictación de la sentencia de primera instancia. 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 con fecha 14 de junio de 2011, por la 12ª. Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado Recurso Especial contra esta última resolución, la cual deberá ser juzgada por el Superior Tribunal de Justicia en Brasilia.

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\$121,583 millones (aprox. \$ 27.946,703 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\$904,835 millones (aprox. \$ 207.981,390 millones)

8.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA español) 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 regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado. El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó 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 Rio 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 Rio 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 caso que sea confirmada la imposibilidad de utilización del seguro garantía para suspender la exigibilidad de esa deuda tributaria, Ampla tendrá que sustituirlo por carta de fianza. La cuantía asciende a R\$247,466 millones (aprox. \$ 56.881,475 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\$88,557 millones (\$ 20.355 millones).

10.- 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 9º Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10º 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.

11.- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de ENDESA CHILE, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia

de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de 2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de 1ra. instancia. Con fecha 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.

12.- 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 dictado el autor de prueba, aún sin notificar. 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. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

13.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial colombiana de generación Emgesa S.A. ESP., Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. 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 S.A. ESP. 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 COL\$3.000.000.000. en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a \$789.600 millones. Emgesa S.A. ESP 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. La Sección Tercera del Consejo de Estado confirmó la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tuvo como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó se remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. El Juzgado avocó conocimiento de la acción de grupo y convalidó lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Cuarta, Subsección B y por el Consejo de Estado, Sección Tercera, a partir del 1º de agosto de 2006. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda por parte de Peldar, Alpina, Icollantas y otros, además se radicaron memoriales. Con fecha 12 de junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por el apoderado judicial de las sociedades demandadas Cristalería Peldar, Tinzuque S.A., Alpina Productos Alimenticios S.A., Icollantas y Refisal hoy Brinsa S.A.

14.- 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 en contra de la Resolución de Intendencia de la SUNAT que efectuó el recálculo de la deuda. En Poder Judicial (PJ), la Demanda Contenciosa Administrativa (DCA) se encuentra admitida a trámite y está 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. La cuantía de estas reclamaciones asciende a S./101, 652 millones de (aprox. \$ 18.561,552 millones)

15.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT en los años 2004, 2005 y 2006 notificó a EDELNOR con diversas Resoluciones de Determinación y Multa mediante las cuales efectuó reparos al Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas de años 2000 a 2003. Respecto del IR: la SUNAT disminuyó la pérdida tributaria declarada. La empresa aceptó parcialmente dichos reparos e impugnó parte de ellos. Respecto del IGV: los reparos fueron sustancialmente menores. EDELNOR reclamó de las resoluciones ante la SUNAT. En febrero de 2009, EDELNOR fue notificada de Resoluciones de Intendencia de la SUNAT (1ª instancia administrativa) en que acoge parcialmente las reclamaciones de la empresa. En mayo 2009 se interpuso apelación en contra de las resoluciones ante Tribunal Fiscal. En Noviembre 2012 EDELNOR fue notificada de la Resolución del Tribunal Fiscal a través de la cual se da término en instancia administrativa a la impugnación efectuada en contra las Actas relativas al Impuesto a la Renta de los años 2000 a 2004 que incluye el tema del COLFONAVI, resolución que es parcialmente favorable a EDELNOR. Respecto del COLFONAVI el TF si bien no lo ha reconocido como gasto deducible del ejercicio 2000 le ha reconocido el derecho a Edelnor a la depreciación, por lo cual ha ordenado a la SUNAT recalcular tal depreciación. Respecto del período 2004: el Tribunal revocó la RI apelada y ordenó a la SUNAT reliquidar el IR según lo dispuesto en la propia RTF, teniendo en consideración el resultado en los expedientes por IR 2000-2001 e IR 2002-2003. EDELNOR presentó apelación en contra de las Resoluciones de Intendencia de la SUNAT que efectúan el cálculo y reliquidación, apelación que se encuentra pendiente en el Tribunal Fiscal para su resolución. Respecto del periodos IR 2004 e IR 2005 Edelnor fue notificada por la SUNAT de que se ha declarado procedente las compensaciones solicitadas. Edelnor fue notificada con la RI de SUNAT que declara la nulidad parcial de las RD's por IR 2000-2004, estando a lo que se disponga en los expedientes por IR 2000 a 2004 para proceder con recalcular las pérdidas tributarias e Impuesto a la Renta de tales ejercicios. Edelnor presentó

escrito al TF adjuntando la RI de SUNAT. En marzo 2013, Edelnor fue notificada con las distintas Resoluciones del Tribunal Fiscal RTFs de las impugnaciones o apelaciones Parciales presentadas por los períodos que van desde el año 2000 al 2005 mediante las cuales ha ordenado, en general, a la SUNAT a recalcular la pérdida tributaria del período respectivo. Además, Edelnor interpuso Demanda Contencioso Administrativa (DCA) la cual está: pendiente de ser admitida a tramitación. La DCA interpuesta por SUNAT en contra de resolución TF período 2005 que cuestiona devolución en dinero que debe hacer la SUNAT: pendiente de resolución. Respecto del periodo 2005 SUNAT debe proceder a la devolución en dinero a Edelnor por el importe pagado en exceso de IR y multa por S\$ 5,13 millones y calcular los intereses por devolución, salvo que la SUNAT gane la DCA que interpuso en contra de la resolución del TF. La cuantía asciende a S./52,191 millones (aprox. \$ 9.530,125 millones)

16.- 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 período de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013. A la fecha, se encuentra vencido el término probatorio ordinario. Pendiente aceptación de cargo del perito y acto de reconocimiento, pendiente audiencia de conciliación y absolución de posiciones pedida por Endesa.

17.- 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 fundada en dicha jurisprudencia, por la cual 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. Los afectados habían sido desvinculados sobre la base de un Dictamen de la Procuraduría General del Estado de Río de Janeiro que había declarado la extinción de los contratos de trabajo de quienes se acogieran a jubilación voluntaria. Ampla, en el curso de ese procedimiento, está intentando hacer valer la declaración de inconstitucionalidad de

la resolución normativa de la antigua Secretaría de Minas y Energía del Estado de Río de Janeiro y la consiguiente inexistencia del derecho de estabilidad, independientemente de si la prejubilación voluntaria extingue o no el contrato de trabajo. AMPLA presentó Embargo de Declaração alegando la caducidad del derecho de los demandantes de presentar la demanda rescisoria, la cual fue acogida y anulada la resolución que había determinado la reintegración de los demandantes en AMPLA. El 25 de febrero de 2013 se interpuso recurso extraordinario ante el Supremo Tribunal federal por los demandantes. La cuantía de este juicio es de R\$ 119,073 millones (aprox. \$27.369,768 millones).

18.- 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 Construção e Administração de Projetos Ltda., Slovenske Energeticke Strojarnje a.s. (SES) e Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada.

Derivado de los graves incumplimientos del Consorcio, al no terminar las obras conforme a los términos y condiciones pactadas y dentro del plazo estipulado en el Contrato y sus documentos complementarios, con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió, con estricto cumplimiento a las condiciones que autoriza el Contrato para tal efecto, a cobrar las boletas de garantía y, en particular, las emitidas por Banco Santander Chile por USD 93.992.554 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 4 de enero de 2013, Endesa Chile notificó al Consorcio el término anticipado del Contrato por incumplimiento grave de sus obligaciones, todo ello conforme a las normas prescritas en el Contrato.

En cuanto al estado procesal, en el mes de enero 2013, los integrantes del Consorcio SES-TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile y junto con ello, han demandado reconvencionalmente a Endesa Chile por un importe de

US\$MM1.294 (aprox. \$656.256 millones), en el caso de Tecnimont, y US\$MM15 (aprox. \$7.607,4 millones), en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las solicitudes reconventionales de arbitraje 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 26 de abril de 2013, la misma CCI designó como Presidente del Tribunal arbitral a Yves Derains, destacado jurista francés (especializado en arbitrajes internacionales).

Con fecha 14 de mayo de 2013 el tribunal arbitral remite a las partes el primer borrador de la Orden de Misión, y anuncia que próximamente remitirá el primer borrador de la Orden de Procedimiento. En lo administrativo, propone a las partes la designación como Secretaria Ejecutiva del Tribunal la jurista colombiana, Diana Correa, especialista en arbitrajes internacionales. La Orden de Misión es la descripción del alcance de la controversia y de las materias que deberán probarse y ser objeto de la sentencia. La Orden de Procedimiento establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso.

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.

19.- 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 R\$125 millones (aprox.\$ 28.731,925 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.

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 junio de 2013, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 8.227.961 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 junio de 2013, la Razón de Endeudamiento fue de 0,73.
- 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 junio de 2013, la relación mencionada fue de 2,05.

Los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de junio 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 junio de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,38.
- 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 junio de 2013, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.540.315 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 junio de 2013, la relación mencionada fue de 5,96.
- 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 junio de 2013, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 269,5 millones.

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 junio de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda de Endesa Chile 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.

En el caso de Endesa Chile, al 30 de junio 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 y en una deuda con el Banco de Crédito con vencimiento en septiembre de 2018. 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 junio de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el de Deuda/EBITDA, correspondiente al leasing del Scotiabank que vence en marzo de 2017. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Razón de Apalancamiento. Al 30 de junio de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Piura era la Razón de Apalancamiento correspondiente al contrato de leasing por Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en marzo de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de 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 junio 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 junio de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el de Capacidad de pago de la deuda, correspondiente a la 5ª, 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 junio 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 Central Dock Sud, esta compañía tiene un único covenant que es el de Capacidad Pago Deuda (Ratio EBITDA/Gasto de intereses neto), correspondiente al crédito del BEI con vencimiento en septiembre de 2013.

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 junio de 2013, al 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 y Central Dock Sud. A la fecha, Endesa Costanera, no ha efectuado los últimos tres 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; y la cuota de US\$ 15,4 millones, que venció el 31 de marzo de 2013. Bajo los términos del contrato, si Mitsubishi Corporation quisiera acelerar la deuda en relación a este préstamo, 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\$ 196 millones del préstamo se harían exigibles.

Central Dock Sud mantiene un préstamo a doce años con el Banco Europeo de Inversiones (BEI), que vence en septiembre próximo, en el que si bien la compañía ha hecho frente oportunamente a todos los vencimientos, al cierre de 2012 Central Dock Sud se encontraba en incumplimiento del covenant de Capacidad Pago Deuda (Ratio EBITDA/Gasto de intereses neto) que se mide anualmente. Los estados financieros estatutarios de Central Dock Sud de diciembre de 2012 fueron aprobados en Junta de Accionistas de mayo de 2013 y actualmente la Compañía se encuentra en negociaciones con el BEI, a fin de lograr una dispensa por los meses remanentes del préstamo.

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 junio de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, era la siguiente:

País	30-06-2013				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	100	2.010	302	2.412	2.395
Argentina	42	2.529	1.023	3.594	3.562
Brasil	33	2.403	265	2.701	2.691
Perú	17	760	156	933	938
Colombia	26	1.538	33	1.597	1.559
Total	218	9.240	1.779	11.237	11.145

País	31-12-2012				Promedio del período (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	83	1.953	297	2.333	2.322
Argentina	40	2.427	982	3.449	3.362
Brasil	34	2.368	260	2.662	2.741
Perú	20	691	159	870	841
Colombia	27	1.461	33	1.521	1.517
Total	204	8.900	1.731	10.835	10.783

País	01-01-2012				Promedio del período (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	88	1.859	321	2.268	2.394
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.422	34	1.483	1.526
Total	218	8.720	1.701	10.639	10.796

(*) Incorpora las plantillas medias de Cam y Synapsis hasta el momento de su venta. Ver nota 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 M\$ 662.482. 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.
- 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 UTA (Unidad Tributaria Anual), equivalentes a M\$577.224. 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., 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 Básicas 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.

2.- Pehuenche

- 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 M\$ 288.996.. 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.- Chilectra S.A.

- Durante el periodo del 01 de enero al 30 de junio de 2013 y 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 junio 2013, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 4 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de \$210.847.100.- 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.
- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre 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. Por otra parte, 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 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.

4.- 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 (M\$ 3.148.151). 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 (M\$ 84.660) Nuevos Soles y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (M\$130.922)
- 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 detección 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 (M\$336.229)

5.- Edesur S.A.

- 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\$1.282.325 (M\$13.591 de pesos argentinos). Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada con 182 multas, por los mismos conceptos antes indicados, por un monto de M\$7.880.769 (M\$83.526 de pesos argentinos).
- 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\$2.230.440 (M\$ 23.640 pesos argentinos).

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\$ 299.511 (M\$3.069 de pesos argentinos). 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\$4.057 (M\$43 pesos argentinos) por incumplimiento del deber de informar.
- Finalmente, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$1.887 (M\$20 pesos argentinos). 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\$4.524.040 (M\$47.949 pesos argentinos). 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\$4.811.906. (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 M\$616.702 (MR\$ 2.863 de reales brasileños). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$1.627.146 (MR\$7.079 de reales brasileños). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla ha sido sancionada con una multa por la Secretaría de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$1.718.858 (MR\$7.478 reales brasileños). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- Para el periodo de enero hasta junio de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 3 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), problemas con la calidad en el suministro de energía eléctrica por un monto de M\$4.290.754 (o MR\$18.667.reales brasileños). La compañía presentó recursos para todas las multas recibidas, pero aún no tenemos las decisiones.
- Para el periodo de enero hasta junio de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 16 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 y muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía por un monto de M\$20.108 (MR\$87,483). La compañía presentó recursos para 15 de las 16 multas recibidas, que aún no tienen una decisión. Ampla pagó una en el valor de M\$344.783. (o MR\$1.500,00).
- Para el periodo de enero hasta junio de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de M\$3.026.(o MR\$13,166).

La compañía presentó recursos contra las 4 multas, sin embargo los mismos fueron rechazados y las multas mantenidas.

9.- Coelce

- 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\$ 158.370 (MR\$ 689).
- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con 3 multas por los mismos conceptos que 2012 por M\$321.107.993 (MR\$ 1.397 reales brasileños).
- Para el periodo de enero hasta junio de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas, accidente con población y problemas con la calidad en el suministro de energía eléctrica por un monto de M\$5.928 (MR\$ 25.791). La compañía presentó recursos para 13 de las 15 multas recibidas, que aún no tienen una decisión. Coelce pagó las otras 2 multas en el valor de M\$21.668 (o MR\$94,269 Para el periodo de enero hasta junio de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por órgano municipal de la ciudad de Itaitinga por supuesta polución visual relacionada la instalación de defensas alrededor de los postes de la red de energía (protección contra choques con vehículos) por un monto de M\$3.358 (o MR\$ 14,610). La compañía no presentó recurso y pagará el valor de la misma.
- Para el periodo de enero hasta junio 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 M\$3.744 (o MR\$16,291). La compañía no presentó recursos y pagó el valor de las mismas.

10.- 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 (M\$5.086.867) (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 (M\$7.017.827) 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) (M\$3.332) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.

11.- Empresa Eléctrica de Piura

- 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 (M\$2.399) (3.60 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) incumplimiento a las obligaciones contenidas en los artículos 49 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM) y artículo 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM); y (ii) presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967-19681-20111018-102524-74, respecto a las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a los consumidores directos de combustibles líquidos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7005, (M\$ 1.279) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.

12.- 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 (M\$ 7.331) (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 (M\$ 3.332) (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 (M\$ 5.331) (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.

13.- 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\$ 27.931), 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.

14.- Codensa

- En el mes de abril del presente año se efectuó pago por parte de Codensa por valor de \$32.207.414, (M\$8.476.991) 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.
- En el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes sanciones: 1) Mediante Resolución 2012240001045 del 30/01/2012 se impuso sanción por \$21.424.000,00 COP(M\$5.638) por violación del régimen tarifario por calculo errado del costo unitario para los periodos noviembre-dic. de 2009 y enero y febrero de 2010 debido a error en la información sobre propiedad del activo. 2) Mediante Resolución 20122400022555 del 17/07/2012 la Superintendencia impuso a Codensa sanción de \$45.336.000 COP(M\$11.932) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el articulo resolución Creg 096 de 2000.
- Durante el periodo del año 2011 , la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas :1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciono a la Empresa en un monto de \$41.200.000,00 COP (M\$10.843) 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 \$26.780.000,00 COP (M\$7.048) por Suspensión equivocada del servicio al cliente después de haber efectuado el pago en la entidad financiera.

15.- 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.

ENERSIS

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045, sobre Mercado de Valores, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informan los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 4 de julio de 2013 se informa con carácter de hecho esencial que en esta fecha ha quedado perfeccionada la fusión por absorción entre Inversiones Sudamérica Limitada (filial 99,99999% de Enersis) y Cono Sur Participaciones, S.L.U. (filial 100% de Enersis), mediante la cual Inversiones Sudamérica Limitada absorbió a Cono Sur Participaciones, S.L.U., extinguiéndose esta última. Dicha fusión ha producido todos sus efectos en forma retroactiva, al 1° de Julio de 2013.

Cono Sur Participaciones, S.L.U. fue sociedad mediante el cual Endesa España, controlador de Enersis S.A., realizó el pago en especie correspondiente a su prorrata accionarial en el aumento de capital aprobado por Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. con fecha 20 de Diciembre de 2012.

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

38. MEDIO AMBIENTE.

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

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	30-06-2013 M\$	30-06-2012 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.	791.289	368.306
Pehuenche	Gastos medio ambiente	-	2.741
Chinango	Protección del aire y del clima, gestión de aguas residuales, recuperación del suelo y agua, reducción de ruidos y las vibraciones, protección de la biodiversidad y paisajística.	149.715	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	164.666	310.369
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de árboles en AT, mateción de jardines, solidos contaminados con aceites.	303.862	238.376
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	-	10.389
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	7.731	-
Total		1.417.263	930.181

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ASOCIADAS.

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

	30-06-2013									
	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	205.791.870	1.162.597.646	1.368.389.516	(199.173.230)	(49.094.708)	(248.267.938)	471.267.377	(327.796.758)	143.470.618
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	32.078.780	34.192.562	66.271.342	(1.530.728)	(478.851)	(2.009.579)	5.947.921	(3.163.302)	2.784.619
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	5.612.667	473.529	6.086.196	(4.433.860)	(1.050.648)	(5.484.508)	2.979.646	(3.760.233)	(780.587)
Inversiones Distrilima S.A.	separado	20.435.003	43.952.453	64.387.456	(680)	-	(680)	-	6.736.559	6.736.559
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	78.183.912	451.604.666	529.788.578	(125.947.932)	(199.729.994)	(325.677.926)	193.213.724	(173.635.127)	19.578.598
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	614.742.318	3.247.671.916	3.862.414.234	(703.584.474)	(698.653.854)	(1.402.238.328)	477.947.659	(324.169.195)	153.778.463
Endesa Eco S.A.	separado	7.616.937	158.710.342	166.327.279	(144.241.650)	(2.464.521)	(146.706.171)	2.932.902	(812.980)	2.119.922
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	25.383.752	222.692.075	248.075.827	(46.174.523)	(43.295.354)	(89.469.877)	91.033.530	(47.703.603)	43.329.927
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	55.999.580	192.800.302	248.799.882	(69.055.327)	(22.045.678)	(91.101.005)	133.489.789	(100.313.534)	33.176.255
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	11.936.718	72.984.387	84.921.105	(3.383.248)	(4.545.721)	(7.928.969)	20.788.507	(20.132.971)	655.536
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	10.631.313	12.290.346	22.921.659	(3.182.872)	(8.788.123)	(11.970.995)	5.480.103	(2.847.866)	2.632.236
Endesa Argentina S.A.	separado	26.758.468	29.681.750	56.440.218	(1.515.469)	-	(1.515.469)	-	1.142.602	1.142.602
Endesa Costanera S.A.	separado	28.185.789	124.892.176	153.077.965	(221.775.754)	(10.718.697)	(232.494.451)	133.089.367	(151.125.975)	(18.036.608)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	14.776.170	143.309.721	158.085.891	(18.147.644)	(52.549.938)	(70.697.582)	16.820.968	(12.842.857)	3.978.111
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	214.414.955	1.559.053.694	1.773.468.649	(270.794.677)	(715.973.709)	(986.768.386)	310.517.190	(199.866.518)	110.650.672
Generandes Perú S.A.	separado	283.129	197.318.325	197.601.454	(11.285)	-	(11.285)	-	10.039.685	10.039.685
Edegel S.A.A.	separado	81.305.313	657.508.689	738.814.002	(57.844.622)	(233.669.743)	(291.514.365)	116.968.260	(79.005.365)	37.962.895
Chinango S.A.C.	separado	10.292.634	102.612.881	112.905.515	(13.415.583)	(35.848.976)	(49.264.559)	13.722.034	(8.205.840)	5.516.194
Endesa Brasil S.A.	separado	383.273.196	890.791.943	1.274.065.139	(238.108.415)	(25.894)	(238.134.309)	-	106.499.777	106.499.777
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	separado	73.546.764	133.755.272	207.302.036	(46.390.233)	(24.181.380)	(70.571.613)	85.188.615	(67.572.378)	17.616.238
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	134.844.565	99.834.079	234.678.644	(45.731.695)	(1.717.022)	(47.448.717)	62.070.138	(21.785.160)	40.284.977
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	27.183.971	239.973.495	267.157.466	(120.453.841)	(5.132.041)	(125.585.882)	32.071.273	(19.016.513)	13.054.760
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	17.272.229	3.703.732	20.975.961	(5.019.105)	(16.327.110)	(21.346.215)	1.077.759	(2.278.048)	(1.200.290)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	208.142.053	653.056.234	861.198.287	(207.852.622)	(250.574.086)	(458.426.708)	338.329.226	(306.686.756)	31.642.470
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	3.853.486	171.173	4.024.659	(2.619.270)	-	(2.619.270)	3.071.268	(2.101.823)	969.445
Ampla Energia E Servicios S.A.	separado	197.792.739	1.033.784.613	1.231.577.352	(220.690.648)	(458.404.495)	(679.095.143)	473.151.700	(404.354.825)	68.796.875
Ampla Investimentos E Servicios S.A.	separado	12.438.335	82.906.591	95.344.926	(44.521.011)	-	(44.521.011)	-	9.983.091	9.983.091
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	194.469.381	909.281.099	1.103.750.480	(352.586.123)	(233.112.194)	(585.698.317)	412.235.793	(345.157.404)	67.078.389
Inversora Codensa S.A.	separado	901	75	976	(50)	-	(50)	-	(36)	(36)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	186.588.322	274.482.725	461.071.047	(365.060.814)	(23.064.053)	(388.124.867)	343.753.503	(204.610.438)	139.143.064
Generalima, S.A.C.	separado	771.320	31.152.456	31.923.776	(5.652.641)	-	(5.652.641)	-	(763.832)	(763.832)
Endesa Censa, S.A.	separado	36.552.371	967.804	37.520.175	(31.573.562)	-	(31.573.562)	1.137.163	(1.097.879)	39.284
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	30.161.395	93.904.904	124.066.299	(123.584.787)	(16.290.540)	(139.875.327)	31.320.398	(40.007.716)	(8.687.318)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	25.374.135	71.750.367	97.124.502	(8.412.092)	(43.827.570)	(52.239.662)	16.577.975	(16.903.158)	(325.184)
Cono Sur Participaciones, S.L.U.	Consolidado	237.351.976	1.458.223.250	1.695.575.226	(164.571.348)	(60.118.111)	(224.689.459)	49.025.551	80.884.559	129.910.109

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 Distrilima 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 Termoeléctrica 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 Inversiones E Servicios S.A.	separado	1.901.905	84.277.314	86.179.219	(39.947.575)	-	(39.947.575)	-	7.785.179	7.785.179
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.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
Inversora Codensa S.A.	separado	925	77	1.002	(11)	-	(11)	-	(141)	(141)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	75.393.800	249.249.900	324.643.700	(376.427.291)	(17.990.925)	(394.418.216)	321.242.024	(402.048.323)	(80.806.299)

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades filiales”.
Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso Chileno	0,00%	78,88%	78,88%	0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A.	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 30/06/2013			% 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)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	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	Electrica 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 Cemsa 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 30/06/2013			% 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)	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 30/06/2013			% 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 Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

- (1) Con fecha 2 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 2 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.

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 junio 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 30/06/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de junio de 2013							31 de diciembre de 2012							1 de enero de 2012							
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
91.081.000-E	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	657.945	1.963.775	2.621.720	5.158.116	5.031.692	14.489.525	24.679.333	517.486	1.552.682	2.070.168	4.142.238	4.145.057	13.854.905	22.142.700	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.210.275	18.867.880	27.644.200	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,03%	1.447.634	4.304.909	5.752.543	14.022.283	14.853.104	-	28.875.387	1.406.430	4.177.025	5.583.455	12.608.401	17.546.542	-	30.154.943	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	27.292.271	-	39.150.493	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,27%	1.043.541	2.562.775	3.606.316	719.144	-	719.144	1.230.672	3.009.713	4.240.385	2.238.071	-	-	-	2.238.071	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	2.604.306	
Extranjera	Caboblanco	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,80%	333.533	4.023.344	4.356.877	11.041.530	11.538.959	24.262.487	46.842.976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edeur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,15%	83.360	256.960	340.320	36.035	-	36.035	-	-	-	-	-	-	216.179	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	-	673.700	
Totales								3.566.013	13.111.763	16.677.776	30.977.108	31.423.755	38.752.012	101.152.875	3.371.354	9.052.776	12.424.130	19.204.889	21.691.599	13.854.905	54.751.393	4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789	

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de junio de 2013							31 de diciembre de 2012							1 de enero de 2012											
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente								
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente					
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	69.730.837	-	69.730.837	-	-	-	-	56.264.078	-	56.264.078	-	-	-	-	-	-	-	14.955.554	10.030.787	24.986.341	32.747.272	24.243.194	56.990.466			
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	2.181.900	-	2.181.900	-	-	-	11.534.186	-	11.534.186	-	-	-	-	-	-	-	-	2.296.618	67.527	2.364.145	161.976	1.139.597	1.301.573			
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	2.020.253	6.335.160	8.355.413	4.090.649	-	4.090.649	799.346	5.846.518	6.645.864	6.019.282	-	-	-	6.019.282	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-	-				
96.827.970-E	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	2.024.985	-	2.024.985	-	-	-	2.017.319	-	2.017.319	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.930.734	3.930.734	-	-				
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,67%	752	140.465	141.217	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Internacional	Argentina	US\$	5,27%	7.586.121	26.834.483	34.420.604	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Argentina	Argentina	US\$	3,27%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	PAN American Energy	Argentina	US\$	3,27%	3.876.410	-	3.876.410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Dock Sud	Argentina	Extranjero	Repsol International Finance	Argentina	US\$	3,91%	437.227	2.400.038	2.837.265	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	8,63%	284.220	1.282.246	1.566.466	3.190.286	2.596.598	1.342.243	7.129.127	285.377	965.266	1.250.643	3.045.792	2.592.406	1.861.196	7.499.394	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	6,61%	4.233.084	12.337.893	16.570.977	29.443.671	25.501.417	7.892.244	62.837.332	4.536.007	13.214.919	17.750.926	31.774.969	27.224.080	14.032.389	73.031.438	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	7,78%	2.165.146	13.547.524	15.712.670	16.126.809	11.033.049	3.724.911	30.954.769	1.190.648	3.151.597	4.342.245	6.954.127	6.017.081	8.923.825	21.895.033	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	6,20%	1.022.818	2.607.408	3.630.226	6.546.491	5.520.087	7.322.003	19.388.981	16.441	113.614	130.055	149.411	115.228	1.694.259	1.938.898	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	4,63%	16.643	118.099	134.742	121.505	121.505	1.764.434	2.007.444	1.116.763	3.235.164	4.351.927	935.799	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDDES	Brasil	Real	14,81%	1.062.004	1.975.239	3.037.243	-	-	-	-	3.934.967	9.755.961	13.690.928	12.079.881	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	8,71%	3.152.660	9.099.308	12.251.968	5.767.312	-	5.767.312	2.267.540	8.719.128	10.986.668	22.974.521	11.730.771	6.498.966	41.204.258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faitec	Brasil	Real	13,22%	86.573	3.050.933	3.137.506	-	-	-	-	121.387	3.117.565	3.238.952	1.498.141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Totales								99.881.633	79.728.796	179.610.429	65.286.723	44.842.656	22.045.835	132.175.214	84.083.959	48.119.732	132.203.691	85.431.923	47.679.566	33.010.635	166.122.124	17.802.370	14.913.813	32.716.183	32.909.248	25.382.791	-	-	-	-	-	-	58.292.039

ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.
El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-06-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			660.722.346	4.678.601	19.517.825
	Dólares	Pesos chileno	648.103.030	-	
	Dólares	Pesos Colombianos	30.858	10.947	5.634
	Dólares	Soles	9.540.484	4.233.557	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	3.047.974	434.097	16.310.223
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			14.092.148	14.361.204	20.299.704
	Dólares	Pesos chileno	14.092.148	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			674.814.494	19.039.805	39.817.529
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			674.814.494	19.039.805	39.817.529
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			150.070.966	141.911.625	141.911.625
	Dólares	Pesos chileno	117.897.432	105.615.031	105.615.031
	Peso colombiano	Pesos chileno	31.500.298	33.527.186	33.527.186
	Peso argentino	Peso chileno	673.236	2.769.408	2.769.408
Plusvalía			409.176.674	426.209.853	477.068.142
	Reales	Soles	8.561.843	8.703.399	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	259.449.303	272.442.268	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.408.560	11.742.640	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	121.576.703	124.877.836	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	8.180.265	8.443.710	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			559.247.640	568.121.478	618.979.767
TOTAL ACTIVOS			1.234.062.134	587.161.283	658.797.296

			30-06-2013							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\$		
Moneda extranjera	Moneda funcional																							
PASIVOS																								
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		313.342.692	371.464.983	684.807.675	242.190.111	250.693.360	484.070.367	976.953.838	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	221.196.390	312.728.283	533.924.673	165.337.818	163.221.969	438.259.821	766.819.608	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	71.891.676	595.227.849	359.668.296	436.744.073		
	Dólares	Reales	468.399	6.158.082	6.626.481	15.546.416	7.801.308	3.466.697	26.814.421	496.256	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	3.000.021	12.606.696	15.606.717	56.399.137	79.670.083	42.343.849	178.413.069	4.249.373	7.926.216	12.175.589	38.829.516	57.631.462	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	88.677.882	37.971.922	126.649.804	4.906.740	-	-	4.906.740	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			313.342.692	371.464.983	684.807.675	242.190.111	250.693.360	484.070.367	976.953.838	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 30-06-2013											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales bruto	602.625.749	77.673.613	26.321.353	8.886.720	7.247.399	6.732.992	7.309.445	4.736.118	2.911.602	145.793.665	890.238.656	197.272.663	
Provisión de deterioro	(896.823)	(16.913.218)	(3.915.902)	(2.389.725)	(2.487.979)	(3.034.981)	(3.086.457)	(2.069.237)	(1.210.002)	(118.340.173)	(154.344.497)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	148.861.291	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148.861.291	45.411.487	
Provisión de deterioro	(5.581.733)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.581.733)	-	
Total	745.008.484	60.760.395	22.405.451	6.496.995	4.759.420	3.698.011	4.222.988	2.666.881	1.701.600	27.453.492	879.173.717	242.684.150	

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2012											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales bruto	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935	163.265.685	
Provisión de deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	121.511.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121.511.946	39.634.657	
Provisión de deterioro	(11.800.249)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.800.249)	-	
Total	676.594.336	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360	4.463.422	2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	846.791.111	202.900.342	

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 01-01-2012											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales bruto	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687	182.387.693	
Provisión de deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(155.804.524)	(182.097.082)	(999.510)	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.740.000	-	-	1.942.424	-	-	790.882	-	-	26.884.891	87.358.197	261.740.309	
Provisión de deterioro	(1.326.089)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.326.089)	-	
Total	588.235.362	79.451.219	35.487.808	10.105.415	5.663.054	4.688.637	1.341.291	3.206.922	2.758.510	219.069.495	950.007.713	443.128.492	

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30-06-2013						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	10.491.587	586.973.498	350.744	15.652.251	10.842.331	602.625.749	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	1.982.110	73.108.494	88.532	4.565.119	2.070.642	77.673.613	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	395.091	23.724.123	35.826	2.597.230	430.917	26.321.353	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	81.873	7.171.297	24.567	1.715.423	106.440	8.886.720	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	59.093	5.812.862	15.010	1.434.537	74.103	7.247.399	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	42.985	5.491.838	14.392	1.241.154	57.377	6.732.992	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	37.398	6.084.465	9.875	1.224.980	47.273	7.309.445	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	19.098	3.631.010	15.734	1.105.108	34.832	4.736.118	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	18.143	2.098.650	10.886	812.952	29.029	2.911.602	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	383.235	135.166.667	23.063	10.626.998	406.298	145.793.665	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	13.510.613	849.262.904	588.629	40.975.752	14.099.242	890.238.656	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 30-06-2013		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	154.038	18.790.904	154.004	19.226.955	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.759	23.029.637	11.294	22.616.860	11.033	26.318.280
Total	163.797	41.820.541	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	
	30-06-2013	30-06-2012
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	19.058.762	17.430.221
Provisión cartera repactada	13.267.604	34.637
Castigos del periodo	(9.016.668)	(2.817.130)
Recuperos del periodo	(16.395.782)	24.769
Total	6.913.916	14.672.497

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-06-2013		30-06-2012	
	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	165.580	1.850.913	424.408	2.243.620
Monto de las operaciones M\$	9.380.322	15.930.584	9.849.400	17.489.627

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	Total No Corriente
	30-06-2013												
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Deudores Comerciales Generación y transmisión	181.443.200	8.952.925	70.879	444.661	1.044.234	10.716	27.076	4.732	55.042	59.713.637	251.767.102	179.115.096	
-Grandes Clientes	119.720.626	1.894.160	67.479	142.398	1.044.194	5	1.505	106	95	4.082.706	126.953.274	-	
-Clientes Institucionales	36.500.054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.500.054	170.390.512	
-Otros	25.222.520	7.058.765	3.400	302.263	40	10.711	25.571	4.626	54.947	55.630.931	88.313.774	8.724.584	
Provision Deterioro	(252.190)	-	-	(222.301)	-	-	-	-	-	(55.998.631)	(56.473.122)	-	
Servicios no facturados	77.670.070	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.670.070	-	
Servicios facturados	103.773.130	8.952.925	70.879	444.661	1.044.234	10.716	27.076	4.732	55.042	59.713.637	174.097.032	179.115.096	
Deudores Comerciales Distribución	421.182.549	68.720.688	26.250.474	8.442.059	6.203.165	6.722.276	7.282.369	4.731.386	2.856.560	86.080.028	638.471.554	18.157.567	
-Clientes Masivos	275.638.095	51.310.117	19.165.819	5.404.478	4.205.117	4.766.841	3.792.510	2.069.180	1.203.349	34.940.239	402.495.745	8.572.245	
-Grandes Clientes	98.726.168	10.998.477	4.110.364	1.514.384	1.018.817	554.918	1.609.237	525.119	651.509	27.178.977	146.887.970	4.490.509	
-Clientes Institucionales	46.818.286	6.412.094	2.974.291	1.523.197	979.231	1.400.517	1.880.622	2.137.087	1.001.702	23.960.812	89.087.839	5.094.813	
Provision Deterioro	(644.633)	(16.913.218)	(3.915.902)	(2.167.424)	(2.487.979)	(3.034.981)	(3.086.457)	(2.069.237)	(1.210.002)	(62.341.542)	(97.871.375)	-	
Servicios no facturados	197.186.342	-	-	-	-	-	-	-	-	2.613.143	199.799.485	685.684	
Servicios facturados	226.609.350	68.720.688	26.250.474	8.442.059	6.203.165	6.722.276	7.282.369	4.731.386	2.856.560	83.466.885	441.285.212	17.471.883	
Total Deudores Comerciales Brutos	602.625.749	77.673.613	26.321.353	8.886.720	7.247.399	6.732.992	7.309.445	4.736.118	2.911.602	145.793.665	890.238.656	197.272.663	
Total Provision Deterioro	(896.823)	(16.913.218)	(3.915.902)	(2.389.725)	(2.487.979)	(3.034.981)	(3.086.457)	(2.069.237)	(1.210.002)	(118.340.173)	(154.344.497)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	601.728.926	60.760.395	22.405.451	6.496.995	4.759.420	3.698.011	4.222.988	2.666.881	1.701.600	27.453.492	735.894.159	197.272.663	

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											
	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	156.758.891	742.503	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.436	228.619.574	140.323.852
-Grandes Clientes	109.763.097	129.281	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	18.340.890	128.596.181	-
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525	140.323.852
-Otros	28.247.269	613.222	47.065	4.328.884	225.546	1.854	28.482	-	-	47.782.546	81.274.868	-
Provision Deterioro	(260.312)	-	-	-	-	-	-	-	-	(56.996.601)	(57.256.913)	-
Servicios no facturados	65.705.344	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.705.344	-
Servicios facturados	91.053.549	742.502	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.434	162.914.229	140.323.852
Deudores Comerciales Distribución	411.845.033	82.316.588	30.099.287	9.873.268	6.642.469	6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	95.130.857	654.501.361	22.941.833
-Clientes Masivos	259.830.210	60.804.653	20.852.068	6.264.287	4.728.733	3.377.404	3.268.952	1.969.631	1.318.356	38.725.572	401.139.866	11.877.739
-Grandes Clientes	100.586.755	13.981.623	6.001.473	1.880.278	763.432	864.715	412.233	533.517	636.359	32.626.777	158.287.162	6.095.508
-Clientes Institucionales	51.428.068	7.530.312	3.245.746	1.728.703	1.150.304	1.768.839	884.051	1.435.869	2.123.933	23.778.508	95.074.333	4.968.586
Provision Deterioro	(1.460.973)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(76.913.018)	(88.784.608)	-
Servicios no facturados	207.144.462	-	-	-	-	-	-	-	-	1.239.251	208.383.713	-
Servicios facturados	204.700.571	82.316.587	30.099.287	9.873.268	6.642.469	6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	93.891.605	446.117.646	22.941.833
Total Deudores Comerciales Brutos	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935	163.265.685
Total Provisión Deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-
Total Deudores Comerciales Netos	566.882.639	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360	4.463.422	2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	737.079.414	163.265.685

Deudores comerciales	Saldo al 01-01-2012											
	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 30-06-2013										
	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	174.683.236	8.952.925	70.879	424.409	1.044.234	10.716	5.809	4.732	55.042	59.287.251	244.539.233
-Grandes Clientes	119.720.626	1.894.160	67.479	142.398	1.044.194	5	1.505	106	95	4.082.706	126.953.274
-Clientes Institucionales	36.500.054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.500.054
-Otros	18.462.556	7.058.765	3.400	282.011	40	10.711	4.304	4.626	54.947	55.204.545	81.085.905
Cartera repactada	6.759.964	-	-	20.252	-	-	21.267	-	-	426.386	7.227.869
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.759.964	-	-	20.252	-	-	21.267	-	-	426.386	7.227.869
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	412.290.262	64.155.569	23.653.244	6.746.888	4.768.628	5.481.122	6.078.656	3.626.278	2.043.608	75.879.416	604.723.671
-Clientes Masivos	268.278.535	47.830.170	17.376.989	4.241.627	3.223.582	3.906.639	3.075.657	1.455.627	660.583	26.187.083	376.236.492
-Grandes Clientes	98.086.441	10.368.369	3.965.202	1.362.850	938.215	515.666	1.533.460	480.331	613.119	26.972.297	144.835.950
-Clientes Institucionales	45.925.286	5.957.030	2.311.053	1.142.411	606.831	1.058.817	1.469.539	1.690.320	769.906	22.720.036	83.651.229
Cartera repactada	8.892.287	4.565.119	2.597.230	1.695.171	1.434.537	1.241.154	1.203.713	1.105.108	812.952	10.200.612	33.747.883
-Clientes Masivos	7.359.559	3.479.949	1.788.830	1.162.851	981.535	860.203	716.853	613.552	542.767	8.753.156	26.259.255
-Grandes Clientes	639.726	630.106	145.162	151.535	80.603	39.252	75.776	44.789	38.389	206.679	2.052.017
-Clientes Institucionales	893.002	455.064	663.238	380.785	372.399	341.699	411.084	446.767	231.796	1.240.777	5.436.611
Total cartera bruta	602.625.749	77.673.613	26.321.353	8.886.720	7.247.399	6.732.992	7.309.445	4.736.118	2.911.602	145.793.665	890.238.656

Tipos de cartera	Saldo al										Total cartera bruta M\$
	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\$	
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