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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al periodo terminado
al 30 de junio de 2014**

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

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



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

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

Informe 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 2014, y los estados de resultados integrales consolidados intermedios por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2014 y 2013 y los correspondientes estados de flujos de efectivo consolidados intermedios y de cambios en el patrimonio neto 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 los estados financieros consolidados intermedios de acuerdo con la NIC 34 "Información Financiera Intermedia" incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera. 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 los estados financieros intermedios de ciertas filiales, negocios conjuntos y asociadas, cuyos estados financieros intermedios reflejan activos ascendentes a un 29,1% del estado consolidado de situación financiera intermedio al 30 de junio de 2014, e ingresos que representan un 31,3% y 27,8% de los ingresos correspondientes totales consolidados por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2014 y 2013, 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 nuestra revisión y en los informes de revisión de otros auditores independientes, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a los estados financieros consolidados intermedios para que estén de acuerdo con la NIC 34 "Información Financiera Intermedia", incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.

Con fecha 7 de febrero de 2014, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Enersis S.A. y filiales, en los cuales se incluye el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.



Emir Rahil A.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 24 de julio de 2014

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 30 de junio de 2014 (no auditado) y 31 de diciembre de 2013

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.222.747.116	1.606.387.569
Otros activos financieros corrientes	8	323.105.127	781.029.437
Otros activos no financieros corriente		167.500.039	141.597.292
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.239.567.415	1.045.263.881
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10	18.609.892	34.019.574
Inventarios corrientes	11	118.409.864	77.782.755
Activos por impuestos corrientes	12	236.732.043	210.134.773
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		3.326.671.496	3.896.215.281
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		3.326.671.496	3.896.215.281
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	506.286.331	491.536.418
Otros activos no financieros no corrientes		99.437.208	84.091.825
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	221.904.820	223.045.673
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	434.958	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	127.271.425	248.080.880
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	1.338.613.315	1.173.560.361
Plusvalía	15	1.425.441.222	1.372.320.328
Propiedades, planta y equipo	16	8.027.902.407	7.433.798.725
Propiedad de inversión	17	43.975.675	44.877.049
Activos por impuestos diferidos	18	253.376.891	210.137.767
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		12.044.644.252	11.281.449.026
TOTAL DE ACTIVOS		15.371.315.748	15.177.664.307

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 30 de junio de 2014 (no auditado) y 31 de diciembre de 2013 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	19	513.969.025	906.675.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	1.412.529.295	1.419.592.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	111.696.925	204.412.270
Otras provisiones corrientes	23	96.158.973	118.582.658
Pasivos por impuestos corrientes	12	113.143.162	255.148.385
Otros pasivos no financieros corrientes		88.626.141	76.848.849
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.336.123.521	2.981.259.699
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.336.123.521	2.981.259.699
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.368.060.457	2.790.249.111
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21	43.531.321	23.063.878
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	210.353.895	193.967.353
Pasivo por impuestos diferidos	17	414.459.266	395.486.890
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24	255.182.788	238.514.991
Otros pasivos no financieros no corrientes		48.840.823	47.657.524
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.340.428.550	3.688.939.747
TOTAL PASIVOS		6.676.552.071	6.670.199.446
PATRIMONIO			
Capital emitido	25.1	5.669.280.725	5.669.280.725
Ganancias acumuladas		2.873.204.826	2.813.634.297
Prima de emisión	25.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	25.5	(2.290.471.694)	(2.473.120.417)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.410.773.505	6.168.554.253
Participaciones no controladoras	25.6	2.283.990.172	2.338.910.608
PATRIMONIO TOTAL		8.694.763.677	8.507.464.861
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		15.371.315.748	15.177.664.307

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2014 M\$	2013 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	26	3.173.127.177	2.845.646.894	1.671.750.329	1.445.710.914
Otros ingresos, por naturaleza	26	206.304.371	311.953.660	135.884.302	255.220.559
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		3.379.431.548	3.157.600.554	1.807.634.631	1.700.931.473
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.956.243.314)	(1.620.929.990)	(1.042.950.272)	(820.341.315)
Margen de Contribución		1.423.188.234	1.536.670.564	764.684.359	880.590.158
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		31.427.277	27.902.711	16.512.535	14.358.420
Gastos por beneficios a los empleados	28	(246.979.913)	(229.999.377)	(127.753.102)	(116.932.501)
Gasto por depreciación y amortización	29	(225.406.031)	(205.615.020)	(114.098.275)	(103.639.298)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	29	(21.037.764)	(15.930.584)	(13.488.505)	(9.380.322)
Otros gastos por naturaleza	30	(280.909.803)	(247.398.422)	(140.611.952)	(124.881.959)
Resultado de Explotación		680.282.000	865.629.872	385.245.060	540.114.498
Otras ganancias (pérdidas)	31	27.491.549	7.438.770	22.667.811	4.457.987
Ingresos financieros	32	89.881.777	124.211.002	15.953.956	80.788.155
Costos financieros	32	(243.515.579)	(187.511.192)	(143.245.962)	(86.764.115)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	10.111.926	10.395.966	3.140.992	3.799.511
Diferencias de cambio	32	(46.264.903)	(1.414.486)	(15.298.165)	(2.332.104)
Resultado por unidades de reajuste	32	(4.761.525)	(163.853)	(709.737)	921.421
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		513.225.245	818.586.079	267.753.955	540.985.353
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	33	(169.989.131)	(256.279.842)	(44.712.662)	(174.030.569)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		343.236.114	562.306.237	223.041.293	366.954.784
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		343.236.114	562.306.237	223.041.293	366.954.784
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		191.273.359	322.356.028	114.462.415	238.196.534
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.6	151.962.755	239.950.209	108.578.878	128.758.250
GANANCIA (PÉRDIDA)		343.236.114	562.306.237	223.041.293	366.954.784
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	3,90	8,73	2,33	4,85
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	3,90	8,73	2,33	4,85
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	36.930.488,65	49.092.772,76	32.831.348,45
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	3,90	8,73	2,33	4,85
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	3,90	8,73	2,33	4,85
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	36.930.488,65	49.092.772,76	32.831.348,45

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2014 M\$	2013 M\$	2014 M\$	2013 M\$
Ganancia (Pérdida)		343.236.114	562.306.237	223.041.293	366.954.784
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	24.2.f	-	(76.528)	(62.793)	(5.646)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		-	(76.528)	(62.793)	(5.646)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		401.756.235	(82.281.058)	134.130.230	(11.277.500)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		2.221	622	(237)	(1.708)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(1.259.937)	3.565.351	(800.141)	3.988.252
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(41.105.069)	(43.539.539)	(11.634.572)	(54.198.176)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(8.673.529)	(9.391.344)	(5.137.667)	(9.391.344)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		350.719.921	(131.645.968)	116.557.613	(70.880.476)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		350.719.921	(131.722.496)	116.494.820	(70.886.122)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	15.306	12.559	723
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		-	15.306	12.559	723
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		8.720.786	12.821.055	2.919.566	14.875.750
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(444)	(124)	48	341
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		8.720.342	12.820.931	2.919.614	14.876.091
Total Otro resultado integral		359.440.263	(118.886.259)	119.426.993	(56.009.308)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		702.676.377	443.419.978	342.468.286	310.945.476
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		450.110.691	264.325.035	194.353.421	192.560.643
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		252.565.686	179.094.943	148.114.865	118.384.833
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		702.676.377	443.419.978	342.468.286	310.945.476

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (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 01/01/2014	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-	11.811	(2.414.023.486)	(2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									191.273.359	191.273.359	151.962.755	343.236.114
Otro resultado integral			285.507.255	(25.916.403)	-	2.190	(755.710)	258.837.332		258.837.332	100.602.931	359.440.263
Resultado integral									(131.702.830)	(131.702.830)	(249.576.773)	(381.279.603)
Dividendos												
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	22.258	22.258		22.258	(22.258)	-
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			28.477.104				(104.687.971)	(76.210.867)		(76.210.867)	(57.887.091)	(134.097.958)
Total de cambios en patrimonio	-	-	313.984.359	(25.916.403)	-	2.190	(105.421.423)	182.648.723	59.570.529	242.219.252	(54.920.436)	187.298.816
Saldo Final al 30/06/2014	5.669.280.725	158.759.648	257.962.343	(29.003.129)	-	14.001	(2.519.444.909)	(2.290.471.694)	2.873.204.826	6.410.773.505	2.283.990.172	8.694.763.677

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)	(321.320.171)	(396.790.276)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(116.382)	-	78.912.236	78.795.854	116.382	77.451.733	-	77.451.733
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			41.885.724				(989.870.494)	(947.984.770)		(947.984.770)	(752.201.036)	(1.700.185.806)
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	3.988.917	(20.251.065)	-	497	(910.958.258)	(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	(36.731.142)	7.342.963	-	14.144	(2.408.968.627)	(2.438.342.662)	2.668.281.146	6.057.978.857	2.169.982.210	8.227.961.067

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013 (no auditados)

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - junio	
		2014 M\$	2013 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		3.585.941.313	3.403.040.047
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		22.903.128	53.999.604
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		8.643.042	74.183.266
Otros cobros por actividades de operación		395.129.359	282.173.327
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.185.955.505)	(1.883.856.604)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(243.413.854)	(238.500.234)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(13.616.624)	(4.180.836)
Otros pagos por actividades de operación		(698.546.142)	(618.049.960)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(280.274.412)	(267.480.886)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(108.106.854)	(116.786.571)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		482.703.451	684.541.153
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	7.c	(37.654.762)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		771.312.301	89.311.198
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(322.393.446)	(629.659.091)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.805.000)	(1.361.700)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(2.397.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		54.770	5.046.017
Compras de propiedades, planta y equipo		(368.057.391)	(297.827.420)
Compras de activos intangibles		(120.018.812)	(81.125.945)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		2.037.930	-
Compras de otros activos a largo plazo		(1.728.730)	(1.771.953)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(7.841.165)	-
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		8.393.525	-
Dividendos recibidos		9.543.359	4.238.284
Intereses recibidos		49.695.743	38.985.400
Otras entradas (salidas) de efectivo		11.787.717	(568.061)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(7.673.961)	(877.130.271)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	1.142.753.510
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		(133.831.124)	-
Total importes procedentes de préstamos		510.744.589	74.983.595
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		490.626.677	45.000.858
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		20.117.912	29.982.737
Préstamos de entidades relacionadas		-	693.084
Reembolsos de préstamos		(465.170.104)	(145.663.549)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(8.238.907)	(14.336.850)
Dividendos pagados		(550.548.324)	(367.600.105)
Intereses pagados		(133.157.904)	(108.589.268)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(128.453.665)	(23.339.005)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(908.655.439)	558.901.412
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		(433.625.949)	366.312.294
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		49.985.496	(14.041.116)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(383.640.453)	352.271.178
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7	1.606.387.569	815.832.061
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7	1.222.747.116	1.168.103.239

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	14
2.4	Entidades filiales.....	15
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	15
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	16
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	16
2.5	Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos	16
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	16
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	18
a)	Propiedades, planta y equipo.....	18
b)	Propiedad de inversión.....	20
c)	Plusvalía.....	20
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	21
d.1)	Concesiones.....	21
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	22
d.3)	Otros activos intangibles.....	22
e)	Deterioro del valor de los activos.....	22
e.1)	Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).....	22
e.2)	Activos financieros.....	23
f)	Arrendamientos.....	24
g)	Instrumentos financieros.....	24
g.1)	Activos financieros no derivados.....	24
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	25
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	25
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.....	25
g.5)	Valor razonable de los instrumentos derivados.....	26
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	27
h)	Clasificación de activos y pasivos medidos a valor razonable.....	27
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	27
j)	Inventarios.....	28
k)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	28
l)	Acciones propias en cartera.....	28
m)	Provisiones.....	28
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	28
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	29
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	29
p)	Impuesto a las ganancias.....	29
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	30
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	31
s)	Dividendos.....	31
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	31
u)	Estado de flujos de efectivo.....	31
4.	COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA	32
5.	AUMENTO DE CAPITAL.....	34
6.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	36

6.1	Marco regulatorio:	36
6.2	Revisiones tarifarias:	41
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	42
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	43
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	44
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	46
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	46
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	46
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	47
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	48
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia	49
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	51
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	51
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	51
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	51
11.	INVENTARIOS.....	52
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	52
13.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	53
13.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	53
14.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	56
15.	PLUSVALÍA.....	58
16.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	60
17.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	63
18.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	65
19.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	67
19.1	Préstamos que devengan intereses.....	67
19.2	Obligaciones No Garantizadas	69
19.3	Obligaciones Garantizadas.....	69
19.4	Deuda de cobertura.....	73
19.5	Otros aspectos.....	73
20.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	73
20.1	Riesgo de tasa de interés.....	73
20.2	Riesgo de tipo de cambio.....	74
20.3	Riesgo de commodities.....	74
20.4	Riesgo de liquidez.....	75
20.5	Riesgo de crédito.....	75
21.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	77
21.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	77
21.2	Instrumentos derivados.....	78
21.3	Jerarquías del valor razonable.....	80
22.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	81
23.	PROVISIONES.....	82
24.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	83
24.1	Aspectos generales:	83
24.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	83
25.	PATRIMONIO.....	88
25.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	88
25.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	89
25.3	Gestión del capital.....	89
25.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	90
25.5	Otras Reservas.....	90

25.6 Participaciones no controladoras	91
26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	93
27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	93
28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	94
29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	94
30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	94
31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	95
32. RESULTADO FINANCIERO.....	95
33. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	96
34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	97
34.1 Criterios de segmentación.....	97
34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	98
34.3 Países.....	101
34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	104
35. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	110
35.1 Garantías directas.....	110
35.2 Garantías Indirectas.....	110
35.3 Litigios y arbitrajes.....	111
35.4 Restricciones financieras.....	127
35.5 Otras informaciones.....	132
36. DOTACIÓN.....	134
37. SANCIONES.....	134
38. MEDIO AMBIENTE.....	147
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	147
40. HECHOS POSTERIORES.....	148
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:	149
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:	151
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:	152
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:	153
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	158
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:	160
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:.....	163
ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:	167

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2014. (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 12.011 trabajadores al 30 de junio de 2014. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2014 fue de 11.701 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 36.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2013 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 7 de febrero de 2014, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 23 de abril de 2014, 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 funcional de la Sociedad. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.n.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados intermedios de Enersis al 30 de junio de 2014, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 de julio de 2014.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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 2014 y 2013.

Estos estados financieros consolidados intermedio 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 2014:

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>CINIIF 21: Gravámenes</p> <p><i>Esta interpretación de la NIC 37 "provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes", proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 36: Deterioro del valor de los activos</p> <p><i>La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>Enmienda a NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición</p> <p><i>A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>

La nueva interpretación y enmiendas adoptadas, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2014, no han tenido un efecto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2015 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>NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</p> <p><i>Corresponde a la primera etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e incluye el tratamiento y clasificación de los pasivos financieros.</i></p>	<p>No definida.</p> <p>Aplicación anticipada de etapas concluidas es permitida.</p>
<p>Enmienda a la NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</p> <p><i>Corresponde a la segunda etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Esta enmienda añade un capítulo especial sobre contabilidad de cobertura, estableciendo un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.</i></p> <p><i>Esta enmienda también elimina la fecha de aplicación obligatoria de NIIF 9, en consideración a que la tercera y última etapa del proyecto, referente a deterioro de activos financieros, está todavía en curso.</i></p>	<p>No definida.</p> <p>Aplicación anticipada de etapas concluidas es permitida.</p>
<p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas

Aplicación obligatoria para:

Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)

Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014

NIIF 14: Cuentas regulatorias diferidas

El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionadas con tarifa regulada, y establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos

Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización

La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017

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 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:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (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.m.1 y 24).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 21).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (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 intermedios. (ver Nota 3.p).

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 entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enersis, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enersis tiene poder sobre sus filiales cuando posee 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, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

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 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo Enersis la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% adicional de participación en dicha sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver Nota 4).

En virtud de esta operación, se incorporaron al Grupo, en calidad de filiales, la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, GasAtacama S.A., GasAtacama Chile S.A., Gasoducto TalTal S.A., Progas S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A., Atacama Finance Co., GNL Norte S.A. y Energex Co.

El ingreso de Inversiones GasAtacama Holding Limitada al perímetro de consolidación del Grupo Enersis supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 198.924.289 en los activos corrientes, M\$ 221.471.415 en los activos no corrientes, M\$ 69.989.919 en los pasivos corrientes y de M\$ 35.672.488 en los pasivos no corrientes.

Durante el ejercicio 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 Cemsá S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. Todas ellas aportadas por Endesa, S.A., como parte del proceso de aumento de capital que Enersis concretó en marzo de 2013 (ver nota 5 y 25.1.1).

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

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Variaciones en el perímetro de consolidación” se detallan aquellas sociedades que ingresaron al perímetro, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

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

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

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

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

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 adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor de razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida (costo de adquisición) más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 25.2).

4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. 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.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define 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 5,3% y un 8,37%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 24.127.420, y M\$ 12.895.642 durante los periodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013, respectivamente (ver Nota 32).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 26.009.326 y M\$ 20.909.717 durante los periodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013, 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 razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 23).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, 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	10-35
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
Instalaciones de transporte de gas natural	
Gasoductos	35

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	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	73 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	9 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	73 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	73 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	13 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	17 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	6 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN - Línea 2)	Brasil	2002	20 años	8 años

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.

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, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. 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. Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión.

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

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

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

c) Plusvalía.

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el periodo de medición, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes provisionales reconocidos y también se reconocerán pasivos o activos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

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

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

La plusvalía 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 2014 y 31 de diciembre de 2013, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

d.1) Concesiones.

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

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

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

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 2014 y 2013 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de junio de 2014 y 2013, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 5.417.951 y M\$ 6.992.994, respectivamente.

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	13 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	14 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	1993	23 años	2 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponibles para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 9)

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 2014 y 2013 ascendió a M\$ 530.324 y M\$ 791.289, respectivamente.

d.3) Otros activos intangibles.

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

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

e) Deterioro del valor de los activos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

e.2) Activos financieros.

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

- En el caso de los que tienen origen comercial, tanto en el 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 (ver Nota 8) .
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial (ver Notas 8 y 21).

f) Arrendamientos.

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

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

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

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

g) Instrumentos financieros.

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

g.1) Activos financieros no derivados.

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

- **Cuentas comerciales por cobrar 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 período 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 período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.
- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (ver Nota 8).

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 21, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasas 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 “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas por pagar 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, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- 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 de los instrumentos derivados.

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, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

g.6) Baja de activos y pasivos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

h) Clasificación de activos y pasivos medidos a valor razonable.

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición. En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

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

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

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

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

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

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

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 intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enersis con cada una de estas entidades.

j) Inventarios.

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

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

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a 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”.

l) Acciones propias en cartera.

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del ejercicio. Al 30 de junio de 2014 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer semestre de 2014 y ejercicio 2013 transacciones con acciones propias.

m) 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.

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su

naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración".

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

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

n) 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.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

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

p) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de

activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

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

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) Reconocimiento de ingresos y gastos.

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

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

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

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

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

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

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

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

r) 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 2014 y ejercicio 2013, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

s) Dividendos.

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

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

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

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. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA

El 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada (en adelante “GasAtacama”), que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. (en adelante “Southern Cross”) poseía a dicha fecha.

Con esto, el Grupo alcanzó el 100% de propiedad de GasAtacama, sociedad controladora de la Central Atacama, una central térmica de ciclo combinado a gas natural o petróleo diesel, de 780 MW de potencia situada en el norte de Chile; del Gasoducto Atacama, de 940 km de longitud que une Coronel Cornejo (Argentina) y Mejillones (Chile); y del Gasoducto Taltal, de 223 km de longitud que une Mejillones y Paposo.

La toma de control sobre GasAtacama permite al Grupo sumar cerca de 1.000 MW de capacidad de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), logrando de esta manera satisfacer la mayor demanda industrial, residencial y minera, a través de una oferta de energía competitiva y de bajo impacto ambiental.

La adquisición de GasAtacama fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la nota 2.6.1

A partir de la fecha de adquisición, GasAtacama contribuyó ingresos de actividades ordinarias por M\$ 24.480.503 y ganancias antes de impuestos por M\$ 10.377.815 a los resultados del Grupo. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2014, se estima que para el periodo finalizado al 30 de junio de 2014, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían ascendido a M\$ 90.881.204 y la ganancia antes de impuesto consolidada habría ascendido a M\$15.653.091.

a) Contraprestación transferida

La siguiente tabla resume el valor razonable, en la fecha de adquisición de GasAtacama, de cada clase de contraprestación transferida:

	Saldo al 30-06-2014 M\$
Efectivo	157.958.101
Total precio pagado	157.958.101

El precio total de la transacción ascendió a M\$ 174.028.622, incluida la cesión de derechos de cobro de un crédito por M\$ 16.070.521, que la Sociedad Pacific Energy Sub Co. (filial de Southern Cross) mantenía vigente con Atacama Finance Co. (filial de GasAtacama).

b) Costos relacionados con la adquisición

Al 30 de junio de 2014, Endesa Chile ha incurrido en costos de M\$ 23.543 relacionados con la adquisición de GasAtacama, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos han sido reconocidos en el rubro Otros gastos por naturaleza del estado de resultados integrales consolidado.

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

A continuación se resumen los montos reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

	Valor razonable al 30-06-2014 M\$
Activos netos adquiridos identificables	
Efectivo y equivalentes al efectivo	120.303.339
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	34.465.552
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	5.692.257
Inventarios corrientes	15.009.265
Propiedades, planta y equipo	199.660.391
Activo por impuestos diferidos	21.328.362
Otros activos	23.936.539
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(30.818.836)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(34.445.277)
Pasivo por impuestos diferidos	(29.962.773)
Otros pasivos	(10.874.818)
Total	314.294.001

Respecto al monto bruto de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no se prevé riesgo de incobrabilidad.

Considerando la naturaleza del negocio y activos de GasAtacama, la medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos fue realizada utilizando los siguientes enfoques de valoración:

- i.- enfoque que mercado mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles,
- ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica, y
- iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

Los valores razonables surgen finalmente como consecuencia de una evaluación y conciliación de los resultados de los métodos seleccionados, en base a la naturaleza de cada uno de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

Si durante el transcurso del presente ejercicio, nueva información obtenida acerca de hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, da origen al reconocimiento de activos o pasivos adicionales, se revisará la contabilización de la adquisición y se efectuarán las correcciones que procedan, siguiendo el criterio descrito en nota 3.c).

d) Plusvalía

	Saldo al 30-06-2014 M\$
Precio pagado	157.958.101
Valor razonable de participación pre-existente	157.147.000
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(314.294.001)
Plusvalía (Ver Nota 15)	811.100

La remediación del valor razonable del 50% de la participación pre-existente que Endesa Chile tenía sobre GasAtacama, resultó en una ganancia de M\$ 21.546.320 (M\$ 157.147.000 menos el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación de M\$ 135.600.680 en la fecha de adquisición). Este monto ha sido registrado en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales consolidado. (ver Nota 31).

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de GasAtacama en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con reducción de costos administrativos, de estudios y estructuras, que podrían ser absorbidos por Endesa Chile.

5. AUMENTO DE CAPITAL

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Aporte en Efectivo	Aporte en sociedades controladas previamente	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación	Total efectos al 31 de Marzo de 2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS				
Activos corrientes	1.121.458.393	-	189.506.588	1.310.964.981
Activos no corrientes	-	-	161.105.666	161.105.666
TOTAL ACTIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647
PASIVOS				
Pasivos corrientes	-	-	180.637.894	180.637.894
Pasivos no corrientes	-	-	54.241.781	54.241.781
TOTAL PASIVOS	-	-	234.879.675	234.879.675
PATRIMONIO				
Aumento de Capital	1.119.997.890	1.692.613.860	31.786.140	2.844.397.890
Primas de emisión aumento de Capital (otras Reservas)	1.460.503	-	-	1.460.503
Otras reverbos varias	-	(989.868.008)	92.011.899	(897.856.109)
Diferencias de cambio por conversión	-	41.885.724	-	41.885.724
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.121.458.393	744.631.576	123.798.039	1.989.888.008
Participaciones no controladoras	-	(744.631.576)	(8.065.460)	(752.697.036)
PATRIMONIO TOTAL	1.121.458.393	-	115.732.579	1.237.190.972
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647

Respecto a los gastos de emisión y colocación acciones, éstos ascendieron al 30 de junio de 2013 a M\$16.739.704 y, de acuerdo a lo indicado en nota 3.t), se registraron en Otras reservas varias. (Ver Nota 25.5.c.2)).

El monto de la ganancia neta atribuible a los accionistas de Enersis, por la participación adquirida, ascendió a M\$126.280.714 durante el ejercicio 2013.

6. 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.

6.1 Marco regulatorio:

Chile

El sector eléctrico 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 el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables. La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km. El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que permitirá la interconexión del SIC con el SING.

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

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

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW, como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

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

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

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

El 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamientos generales de política energética a llevar a cabo por el nuevo gobierno.

Argentina

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

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

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

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

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En Mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Endesa Costanera, e Hidroeléctrica El Chocón) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013.

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

determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras.

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

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

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los ciclos combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

Brasil

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

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

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, con límite 3.000 kW o 500 si compran ERNC.

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

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

Colombia

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Energía y Minas que a través de su Unidad de Planificación (UPME) elabora el Plan Nacional de Energía y el Plan de Expansión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector.

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores transan la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de bolsa que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de energía firme (cargo por confiabilidad). La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND).

Perú

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y su Reglamento y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

La Ley 28.832, tiene como objetivos asegurar en forma suficiente una generación eficiente que reduzca el riesgo de volatilidad de precios y el racionamiento, propiciando un establecimiento de precios de mercado basados en la competencia, planificar y asegurar un mecanismo que garantice la expansión de la red de transmisión, así como permitir también la participación de los Grandes Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado de corto plazo. En este sentido, con la finalidad de incentivar las inversiones en generación eficiente y la contratación con empresas distribuidoras, se promovieron licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes. Al respecto, las empresas distribuidoras deben iniciar los procesos de licitación por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura.

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el COES SINAC y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de Osinergmin. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

En cuanto al COES SINAC, éste organismo tiene por finalidad coordinar la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar la Transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo. Está conformado por los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres (usuarios con demandas iguales o superiores a 10 MW), integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los generadores pueden vender su energía a: (i) Empresas Distribuidoras por medio de contratos licitados o contratos bilaterales regulados, (ii) Clientes libres y (iii) Mercado Spot donde se transan excedentes de energía entre compañías generadoras. Los generadores también obtienen un pago por la potencia firme que aportan al sistema, pago que es independiente de su despacho.

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, de la misma forma, al definir un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) y se mantendrá, al menos, hasta finales de 2016.

Energías renovables no convencionales

- *En Chile*, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley ha sido modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.
- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia* existe una senda indicativa del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. No obstante, no hay ninguna medida concreta que promueva su cumplimiento.
- *En Perú* existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología para cumplirlo.

Límites a la integración y concentración.

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

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

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

Mercado de clientes no regulados

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

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (1)
Chile	> 500 kW (2)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (3)

(1): 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.

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

(3): 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.

6.2 Revisiones tarifarias:

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. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas corresponderá realizarlo el 2016, para el período 2016-2020.

El 9 de Abril de 2013 fue publicado 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 hasta el 31 de diciembre de 2014. Durante 2014 se está desarrollando el proceso de revisión tarifaria de subtransmisión para el período 2015-2018.

Argentina

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

En noviembre de 2012 el ENRE aprobó la Resolución 347, que autorizó la inclusión 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 (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013 se publicó la Resolución SE N° 250/13 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 (PUREE) 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.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta septiembre del 2013, por la Nota SE N°6852/2013, lo que produjo un efecto positivo en los resultados financieros de la distribuidora. Durante 2014 mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el período octubre 2013-marzo 2014. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

Brasil

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

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2012 para el período 2011-2015, y fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011; la siguiente revisión periódica de Coelce se realizará por parte de ANEEL en abril de 2015 y abarcará el período 2015-2019. Por otra parte, ANEEL culminó en abril de 2014 el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014. El último reajuste anual para Coelce fue realizado por ANEEL en abril 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).

En junio de 2014 ANEEL presentó su propuesta para las metodologías que empleará en el 4° ciclo de revisiones tarifarias de las distribuidoras, las cuales están disponibles para comentarios de los agentes hasta el 1° de septiembre de 2014. Los temas más relevantes en discusión son: (i) disminución de la tasa de remuneración WACC real antes de impuestos, desde 11,36% a 10,85%; (ii) modificación de la base de remuneración regulatoria empleando benchmarking en parte de la base de activos (costos adicionales y componentes menores). La nueva metodología sería aplicada a COELCE en su revisión plurianual de abril de 2015.

Desde finales de 2013, debido a la sequía que ha afectado al país, las distribuidoras se han visto expuestas a altos precios en el mercado spot, los cuales alcanzaron niveles de 823 R\$/MWh. En respuesta a esta situación, en marzo de 2014 el Gobierno determinó las siguientes medidas: i) transferencias del tesoro por 4 R\$ billones, a través de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE); ii) la contratación de un crédito de 11,2 R\$ billones a través de la Cámara de Comercialización (CCEE); y iii) la realización de una licitación que adjudicó 2.046 MW en abril, a un precio de 268 R\$/MWh. Durante el 2014 el Gobierno mantiene el monitoreo de la situación del abastecimiento y el déficit de las distribuidoras y analizará si procede aumentar el crédito a la CCEE.

Colombia

En Colombia, los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009. En mayo de 2013, el mismo organismo emitió para consulta de los agentes las bases de la metodología con la que definirá la remuneración de la distribución en el próximo período regulatorio. En general, las bases proponen la definición de tarifas competitivas, costos eficientes, mejora en la calidad del servicio, confiabilidad en la prestación y empresas sostenibles. Para esto, la CREG revisará la aplicación de las variables utilizadas para el cálculo del WACC, los inventarios y costos de las Unidades Constructivas, y el esquema de calidad vigente, entre otros. Se espera la publicación de la metodología definitiva en el cuarto trimestre de 2014.

Perú

Al igual que en Chile, en Perú se realiza un proceso para la determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2013 el OSINERGMIN publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el periodo noviembre 2013 a octubre 2017.

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo en caja	988.196	634.742
Saldos en bancos	240.963.649	237.282.963
Depósitos a corto plazo	810.506.761	1.057.505.464
Otros instrumentos de renta fija	170.288.510	310.964.400
Total	1.222.747.116	1.606.387.569

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

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

Moneda	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
\$ Chilenos	411.807.577	673.499.514
\$ Argentinos	17.135.032	22.648.396
\$ Colombianos	211.074.506	344.234.511
Real	266.630.043	249.642.972
Nuevo Sol Peruano	46.631.670	68.050.020
US\$ Estadounidenses	269.468.288	248.312.156
Total	1.222.747.116	1.606.387.569

- c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de subsidiarias, al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

Adquisiciones de subsidiarias	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo	(157.958.101)	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	120.303.339	-
Total neto (*)	(37.654.762)	-

(*) Ver nota 4

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	4.455.305	4.129.036
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	31.416	29.195
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	461.935.752	448.107.319
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	208.554.412	588.490.652	36.444.728	34.867.362
Instrumentos derivados de cobertura (*)	21.800.684	25.142.725	3.419.130	4.403.506
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	92.555.678	163.288.698	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	194.353	4.107.362	-	-
Total	323.105.127	781.029.437	506.286.331	491.536.418

(*) ver nota 21.1.a

Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

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

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el periodo de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver notas 3.g, 8 y 9).

9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-06-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	1.412.868.579	221.904.820	1.202.132.149	223.045.673
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.190.455.351	178.129.360	1.002.252.700	181.381.483
Otras cuentas por cobrar, bruto	222.413.228	43.775.460	199.879.449	41.664.190

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-06-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.239.567.415	221.904.820	1.045.263.881	223.045.673
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.024.709.845	178.129.360	855.106.689	181.381.483
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	214.857.570	43.775.460	190.157.192	41.664.190

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 35.817.236 (M\$ 34.740.084 al 31 diciembre de 2013); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ 151.433.630 (M\$ 138.901.549 al 31 de diciembre de 2013).

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 2014 y 2013.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 10.1.

b) Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	30-06-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	151.333.805	103.911.764
Con antigüedad entre tres y seis meses	15.916.373	30.627.469
Con antigüedad entre seis y doce meses	44.884.812	32.832.828
Con antigüedad mayor a doce meses	12.221.987	56.032.427
Total	224.356.977	223.404.488

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2013	157.841.770
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	33.554.637
Montos castigados	(18.827.998)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(15.700.141)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	156.868.268
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	10.346.971
Montos castigados	(7.811.240)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	13.897.165
Saldo al 30 de junio de 2014	173.301.164

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

Castigos de deudores incobrables

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

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL) : Ver anexo 6.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver anexo 6.1.

10. 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..

10.1 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	
							30-06-2014	31-12-2013	30-06-2014	31-12-2013
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	51.722	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	16.773	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.165	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	82.273	82.273	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	61.852	4.229	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Más de 90 días	5.691	9.056	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	91.934	66.697	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	64	11.949	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Gas	Menos de 90 días	51.722	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	22.696	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	33.854	-	-	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	74.467	104.391	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	48.402	600.854	434.958	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, S.A.	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	236.839	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	866.628	799.470	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	1.541.964	1.375.492	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	285.312	366.882	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	12.291.897	11.382.879	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	629.731	1.717.013	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	484.507	445.022	-	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	544.015	-	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	14.839.233	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	853.060	1.184.715	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	27.773	87.817	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	879.582	129.780	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	25.908	-	-
76.189.656-3	Enel Ingegneria e Ricerca SPA Agencia en Chile	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	13.384	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	95	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	147.239	-	-
Total							18.609.892	34.019.574	434.958	-

(1) Ver notas 2.4.1, 4 y 13.

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	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-06-2014	31-12-2013	30-06-2014	31-12-2013
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	78.245	87.398	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	79.654.628	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Más de 90 días	57.581.821	53.724.599	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	583.788	684.882	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	101.068	2.865	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	126.059	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	252.060	200.821	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	47.122.097	13.864.085	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	72.865	4.947.081	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	228.536	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	131.514	240.708	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	58.288	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	452.948	388.848	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	82.204	185.424	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	45.186	39.108	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	540.159	414.435	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	65.500	65.500	-	-
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	1.825.931	2.680.995	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	418.264	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	-	4.846.992	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	145.576	221.663	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.181.223	1.093.053	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	118.044	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	129.495	98	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	40.106.179	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	400.585	-	-
0-E	Parque Eolico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	401.185	355.336	-	-
Total							111.696.925	204.412.270	-	-

- (1) 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 + 2,0% anual y con vencimiento a septiembre de 2014.
- (2) Ver notas 2.4.1, 4 y 13.

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	30-06-2014 Totales M\$	30-06-2013 Totales M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	25.626	22.608
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(1.223.560)	(518.187)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(21.978)	(263.945)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(17.064.422)	(27.205.346)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	2.324.138	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(65.904.994)	(40.117.520)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(18.747.251)	(16.566.693)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	56.042	769.402
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	23.685	20.962
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	1.349.039	195.178
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	436.814	423.772
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(642.074)	(676.906)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.805)	(76.927)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(12.399)	-
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	34.253	168.664
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.954.602)	(1.073.815)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(91.077)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	54.649	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	838.384	275.733
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.850.441)	(597.805)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(1.777.518)	(1.310.709)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(139.705)	(231.094)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	80.151	54.722
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	141.054
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	16.787	16.189
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(126.061)	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	1.483.005	4.771.598
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	3.767	150.584
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	1.442.848	1.278.364
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	390.333
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(723.108)	(665.675)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	27.981
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	23.891	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(3.322.616)	(3.426.937)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	(7.764.442)	(9.926.959)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	1.858.318	94.902
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	229.609	232.257
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	(5.487)	(67.293)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(675.921)	(598.642)
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	Otros ingresos de explotación	57.623	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(3.943.444)	-
Total					(116.656.276)	(94.290.150)

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.

(1) Ver notas 2.4.1, 4 y 13.

10.2 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 2014 fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2013. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

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

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014.

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

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

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 30 de junio de 2014 y 2013:

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2014			
			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 2014	56.853	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate (1)	Vicepresidente	enero - junio 2014	40.316	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - junio 2014	28.426	-	8.388
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2014	28.426	-	8.819
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2014	28.426	-	8.819
Extranjero	Andrea Brentan (2)	Director	enero - junio 2014	-	-	-
Extranjero	Luigi Ferraris (1) (2)	Director	enero - junio 2014	-	-	-
TOTAL				182.447	-	26.026

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	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	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
TOTAL				205.026	-	25.512

(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.

10.3 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	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda (1)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino	Gerente de Auditoría
Extranjero	Jaime Sánchez-Cano (2)	Gerente de Servicios Globales
24.499.646-9	Daniel Horacio Martini Morales (3)	Gerente de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.706.387-0	Eduardo López Miller	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

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

(2) El Sr. Jaime Sánchez-Cano asumió el 30 de agosto de 2013 como Gerente de Servicios Globales.

(3) El Sr. Daniel Horacio Martini asumió el 28 de enero de 2014 como Gerente de Comunicaciones en reemplazo del Sr. Juan Pablo Larraín quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 30 de septiembre de 2013.

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

	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
Remuneración	1.555.850	1.322.050
Beneficios a corto plazo para los empleados	357.794	364.609
Otros beneficios a largo plazo	199.338	241.008
Total	2.112.982	1.927.667

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.

10.4 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.

11. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Mercaderías	1.051.066	621.173
Suministros para la producción	40.825.286	34.121.697
Petróleo	24.354.040	20.624.675
Carbón	16.471.246	13.497.022
Otros inventarios (*)	76.533.512	43.039.885
Total	118.409.864	77.782.755
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	76.533.512	43.039.885
Inventarios para proyectos y repuestos	41.456.474	24.653.921
Materiales eléctricos	35.077.038	18.385.964

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2014 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 263.596.767 (M\$ 300.974.822 al 30 de junio de 2013). Ver nota 27.

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Pagos provisionales mensuales	43.452.277	65.483.322
IVA crédito fiscal	116.200.764	77.938.877
Crédito por utilidades absorbidas	21.518.597	31.697.734
Créditos por gastos de capacitación	107.498	302.998
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	46.889.893	28.896.906
Otros	8.563.014	5.814.936
Total	236.732.043	210.134.773

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a la renta	27.114.184	160.787.063
IVA débito fiscal	31.641.276	27.157.113
Otros	54.387.702	67.204.209
Total	113.143.162	255.148.385

13. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

13.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el primer semestre de 2014 y ejercicio 2013:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2014 M\$	Adiciones	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 30/06/2014 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/06/2014
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.682.324	-	-	2.353.662	(3.032.505)	135.234	-	-	9.138.715	-	9.138.715
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	4.797.508	-	-	3.280.245	(4.914.871)	(321.075)	(1.259.937)	-	1.581.870	-	1.581.870
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	559.615	-	-	752.437	-	26.312	-	-	1.338.364	-	1.338.364
Extranjera	Yacylec S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	550.047	-	-	(5.220)	-	(86.940)	-	-	457.887	-	457.887
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	21.641	-	-	15.226	-	(18.120)	-	-	18.747	-	18.747
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	69.684.864	2.805.000	-	(1.087.100)	-	-	-	-	71.402.764	-	71.402.764
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.073.897	-	-	296.286	-	-	-	-	6.370.183	-	6.370.183
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	123.627.968	-	-	3.053.468	-	8.919.246	-	(135.600.682)	-	-	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.083.016	-	-	1.452.922	(213.947)	2.640.904	-	-	36.962.895	-	36.962.895
TOTALES						248.080.880	2.805.000	-	10.111.926	(8.161.323)	11.295.561	(1.259.937)	(135.600.682)	127.271.425	-	127.271.425

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 bajo control común	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2013
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.030.441	-	-	4.186.294	(5.080.897)	769.156	777.330	-	9.682.324	-	9.682.324
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	4.914.871	(3.088.495)	36.052	7.922.262	-	9.784.690	(4.987.182)	4.797.508
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	376.835	-	-	137.691	-	45.089	-	-	559.615	-	559.615
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	2.743.725	-	-	-	-	-	-	(2.743.725)	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	-	-	693.039	4.725	(91.560)	(56.157)	-	-	550.047	-	550.047
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	25.683	-	-	42.232	-	(46.274)	-	-	21.641	-	21.641
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	66.894.760	5.084.698	-	(2.294.594)	-	-	-	-	69.684.864	-	69.684.864
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.710.960	-	-	362.937	-	-	-	-	6.073.897	-	6.073.897
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	96.207.755	-	-	17.002.146	-	10.418.067	-	-	123.627.968	-	123.627.968
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.527.186	-	-	932.917	(1.178.909)	134.191	-	(332.369)	33.083.016	-	33.083.016
TOTALES						214.517.345	5.084.698	693.039	25.289.219	(9.439.861)	11.300.124	8.699.592	(3.076.094)	253.068.062	(4.987.182)	248.080.880

- (1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver notas 2.4.1 y 4).
- (2) Al 30 de junio de 2013 se incorporó como asociada a la compañía Yacilec S.A. y se disminuyó como asociada a la compañía Endesa Cemsa S.A., la cual a partir del 31 de marzo de 2013 comienza a consolidarse por el método de integración global (ver nota 2.4.1, 25.1.1 y anexo 3).

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 2014 y 31 de diciembre de 2013 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 2014									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A	33,33%	145.632.303	867.450	139.149.443	3.334.817	419.231.534	(416.973.999)	2.257.535	78.944	2.336.479
GNL Quintero S.A	20,00%	74.586.017	591.152.069	35.058.827	622.769.958	57.167.553	(40.766.423)	16.401.130	(7.905.031)	8.496.099
Electrogas S.A.	42,50%	5.538.834	40.394.216	10.459.132	13.971.063	9.543.883	(4.005.860)	5.538.023	318.197	5.856.220
Yacylec S.A.	22,22%	1.762.127	742.906	400.691	43.647	675.323	(698.817)	(23.494)	(391.272)	(414.766)

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2013									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A	33,33%	82.737.334	79.263	78.005.985	3.131.599	538.715.428	(538.302.314)	413.114	135.281	548.395
GNL Quintero S.A	20,00%	88.131.062	566.951.431	34.063.764	597.031.096	100.431.648	(75.857.214)	24.574.434	39.791.400	64.365.834
Electrogas S.A.	42,50%	4.624.089	39.891.362	9.624.463	12.109.047	17.591.544	(7.741.439)	9.850.105	3.638.791	13.488.896
Yacylec S.A.	22,22%	1.886.165	942.725	353.430	-	1.069.690	(1.048.425)	21.265	(252.732)	(231.467)

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 2014 y 31 de diciembre de 2013 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$ (*)	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total de Activos corrientes	10.069.227	9.596.488	4.175.715	3.950.498	-	176.292.080	17.476.384	15.945.571
Total de Activos no corrientes	132.320.220	131.270.190	10.260.886	10.237.702	-	295.704.711	151.697.751	141.431.674
Total de Pasivos corrientes	2.177.402	4.049.634	317.292	670.215	-	63.483.879	17.454.052	40.895.186
Total de Pasivos no corrientes	206.678	180.059	1.378.945	1.370.193	-	44.840.436	64.023.668	38.118.486
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.799.653	1.727.261	3.625.388	3.450.144	-	108.934.464	1.987.742	5.348.149
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	14.865.354	2.421.149	21.561.312
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	23.239.575	-
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	1.310.061	2.394.408	-	176.517.866	42.983.648	77.551.952
Gasto por depreciación y amortización	(27.147)	(69.316)	(369.176)	(680.519)	-	(11.145.909)	(3.218.734)	(6.096.939)
Ingresos procedentes de intereses	38.319	121.509	46.418	134.631	-	1.040.933	281.203	600.711
Gastos por intereses	232.747	78.059	-	-	-	(1.575.774)	(1.535.947)	(2.501.621)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	1.333.808	(95.859)	(124.757)	-	(9.908.686)	(2.025.125)	(2.696.251)
Ganancia (pérdida)	(2.131.618)	(4.499.239)	592.572	725.873	-	34.042.459	3.768.504	2.318.920
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	(2.131.618)	(4.499.239)	592.572	725.873	-	34.042.459	3.768.504	2.318.920

Ver anexo 3

(*) ver nota 2.4.1 y 4.

14. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

Activos intangibles	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles netos	1.338.613.315	1.173.560.361
Servidumbre y Derechos de Agua	46.509.069	42.779.382
Concesiones Neto (1) (*)	1.220.351.036	1.060.466.808
Costos de Desarrollo	25.775.914	26.530.426
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.320.728	2.205.245
Programas Informáticos	43.403.689	38.718.081
Otros Activos Intangibles Identificables	252.879	2.860.419

Activos intangibles	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles bruto	2.627.808.327	2.272.683.994
Servidumbre y Derechos de Agua	57.067.576	51.797.051
Concesiones	2.380.124.855	2.041.368.148
Costos de Desarrollo	34.676.129	36.248.290
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	12.618.834	11.253.851
Programas Informáticos	134.292.390	120.167.472
Otros Activos Intangibles Identificables	9.028.543	11.849.182

Activos intangibles	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.289.195.012)	(1.099.123.633)
Activos Intangibles Identificables	(1.289.195.012)	(1.099.123.633)
Servidumbre y Derechos de Agua	(10.558.507)	(9.017.669)
Concesiones	(1.159.773.819)	(980.901.340)
Costos de Desarrollo	(8.900.215)	(9.717.864)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(10.298.106)	(9.048.606)
Programas Informáticos	(90.888.701)	(81.449.391)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.775.664)	(8.988.763)

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

Empresa titular de la concesión	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	5.564.821	6.951.508
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	712.858.675	598.037.526
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	501.342.150	454.894.587
Otras Concesiones	585.390	583.187
TOTAL	1.220.351.036	1.060.466.808

(*) Ver nota 3d.1)

La composición y movimientos del activo intangible durante el primer semestre de 2014 y ejercicio 2013 han sido los siguientes:

Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.935.088	19.388	84.335.162	478.564	3.403.229	-	90.171.431
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	1.521.996	2.064.365	136.951.131	171.429	1.525.114	107.628	142.341.663
Amortización (1)	(430.557)	(995.849)	(44.147.478)	(516.156)	(3.309.748)	(2.179)	(49.401.967)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	(10.344.223)	-	-	-	(10.344.223)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(3.656.291)	2.641.783	(6.910.364)	(18.354)	3.433.262	(2.712.989)	(7.222.953)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(3.343.702)	2.641.783	-	(18.354)	3.433.262	(2.712.989)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(312.589)	-	(6.910.364)	-	-	-	(7.222.953)
Disposiciones y retiros de servicio	(124.748)	-	-	-	(366.249)	-	(490.997)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(124.748)	-	-	-	(366.249)	-	(490.997)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(754.512)	3.729.687	159.884.228	115.483	4.685.608	(2.607.540)	165.052.954
Saldo Final Activos Intangibles al 30/06/2014	25.775.914	46.509.069	1.220.351.036	2.320.728	43.403.689	252.879	1.338.613.315

Año 2013

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	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							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13.964.468	211.269	159.283.676	623.956	12.025.939	-	186.109.308
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3)	2.810.507	-	-	-	64.688	-	2.875.195
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	450.410	43.038	(52.488.944)	5.318	(1.100.511)	10.119	(53.080.570)
Amortización	(494.721)	(951.480)	(86.911.378)	(1.171.895)	(6.693.551)	(9.364)	(96.232.389)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(28.662.952)	-	-	-	(28.662.952)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(116.222)	(1.093.078)	(24.556.763)	418.151	(13.925.999)	(307)	(39.274.218)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(377.406)	(1.137.386)	15.002.649	418.165	(13.949.969)	43.947	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	261.184	44.308	(39.559.412)	(14)	23.970	(44.254)	(39.274.218)
Disposiciones y retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Total movimientos en activos intangibles identificables	16.440.780	(1.790.251)	(33.336.361)	(124.470)	(9.632.296)	448	(28.442.150)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2013	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361

(1) (2) Ver nota 29.

(3) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

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 2014 (Ver nota 3e).

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

15. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2013 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2013 M\$	Trasposos por Fusiones	Incremento/ (Decremento)	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 30/06/2014 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	198.669.973	-	(9.497.678)	189.172.295	-	-	24.409.112	213.581.407
Investluz S.A. (4)		100.929.542	(96.104.474)	(4.825.068)	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.742.641	-	43.890	11.786.531	-	-	928.249	12.714.780
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	10.345.927	-	(1.780.725)	8.565.202	-	-	(1.357.011)	7.208.191
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)		4.656.105	(4.656.105)	-	-	-	-	-	-
Compañía Eléctrica Tarapa S.A. (2) (3)	Generación Chile	-	4.656.105	-	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	43.327.124	-	58.667	43.385.791	-	-	2.273.988	45.659.779
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	72.847.400	-	(3.482.565)	69.364.835	-	-	8.950.222	78.315.057
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	81.550.712	-	110.423	81.661.135	-	-	4.280.121	85.941.256
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.194.342	-	19.415	5.213.757	-	-	440.406	5.654.163
Chilectra S.A.	Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	Generación Chile	731.782.459	-	-	731.782.459	-	-	-	731.782.459
Inversiones Distriima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	12.887	-	17	12.904	-	-	676	13.580
Endesa Brasil S.A. (4)	Endesa Brasil S.A.	-	880.679	-	880.679	-	-	113.635	994.314
Compañía Energética Do Ceará S.A. (4)	Compañía Energética Do Ceará S.A.	-	95.223.795	-	95.223.795	-	-	12.286.832	107.510.627
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (5)	Inversiones Gasatamarca Holding	-	-	-	-	-	811.100	(16.437)	794.663
Total		1.391.673.952	-	(19.353.624)	1.372.320.328	-	811.100	52.309.793	1.425.441.222

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 2014 (ver nota 3 e).

- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (3) Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (4) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A y Ampla Investimentos E Serviços S.A. fueron fusionadas con Endesa Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal
- (5) Ver nota 2.4.1 y 4.

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 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).

9.- 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.

10.- 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.

11.- 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.

12.- 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.

13.- 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).

14.- Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha (Ver nota 2.4.1 y 4).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Enersis, 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 2014 y 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 3.c.).

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-06-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	8.027.902.407	7.433.798.725
Construcción en Curso	1.455.734.220	1.218.316.396
Terrenos	107.540.095	99.869.574
Edificios	97.216.093	92.820.775
Planta y Equipo	6.156.898.564	5.834.476.720
Instalaciones Fijas y Accesorios	92.670.717	72.898.921
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	117.842.718	115.416.339

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	14.139.437.995	13.082.066.080
Construcción en Curso	1.455.734.220	1.218.316.396
Terrenos	107.540.095	99.869.574
Edificios	183.326.233	170.612.273
Planta y Equipo	11.997.868.512	11.245.196.646
Instalaciones Fijas y Accesorios	252.670.954	211.988.702
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	142.297.981	136.082.489

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(6.111.535.588)	(5.648.267.355)
Edificios	(86.110.140)	(77.791.498)
Planta y Equipo	(5.840.969.948)	(5.410.719.926)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(160.000.237)	(139.089.781)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(24.455.263)	(20.666.150)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el primer semestre de 2014 y ejercicio 2013 han sido los siguientes:

Movimientos año 2014	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	321.267.211	14.742	118.585	791.600	2.762.676	-	324.954.814
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (1)	10.802.165	3.216.432	-	171.934.311	13.707.483	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	28.862.626	3.255.459	4.376.772	193.538.241	4.269.990	4.727.637	239.030.725
Depreciación (2)	-	-	(2.438.495)	(163.559.902)	(6.914.581)	(3.091.086)	(176.004.064)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(346.570)	-	-	(346.570)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(123.513.020)	1.208.024	2.338.558	120.064.164	5.984.914	789.828	6.872.468
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(129.947.341)	1.208.024	2.349.743	120.731.693	5.657.881	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(129.947.341)	1.208.024	2.349.743	120.731.693	5.657.881	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	6.434.321	-	(11.185)	(667.529)	327.033	789.828	6.872.468
Disposiciones y retiros de servicio	(1.158)	(24.136)	(102)	-	(38.686)	-	(64.082)
Disposiciones	-	(24.136)	-	-	-	-	(24.136)
Retiros	(1.158)	-	(102)	-	(38.686)	-	(39.946)
Total movimientos	237.417.824	7.670.521	4.395.318	322.421.844	19.771.796	2.426.379	594.103.682
Saldo final al 30 de junio de 2014	1.455.734.220	107.540.095	97.216.093	6.156.898.564	92.670.717	117.842.718	8.027.902.407

Movimientos año 2013	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, 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	5.855.072.717	73.606.717	126.760.139	7.049.923.571
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	693.084.284	150.828	996.596	(50.364)	8.533.951	361.737	703.077.032
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3)	53.274.335	814.674	298.215	58.015.823	1.771.530	-	114.174.577
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(19.482.775)	38.929	(2.619.529)	(57.126.925)	(1.960.839)	(238.600)	(81.389.739)
Depreciación	-	-	(4.706.723)	(316.428.394)	(13.464.577)	(4.641.176)	(339.240.870)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(272.181)	-	-	(12.388.154)	-	-	(12.660.335)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(307.408.909)	185.811	4.379.954	311.554.675	5.079.458	(6.825.761)	6.965.228
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(315.082.373)	123.311	4.079.468	310.623.109	5.686.102	(5.429.617)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(315.082.373)	123.311	4.079.468	310.623.109	5.686.102	(5.429.617)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	7.673.464	62.500	300.486	931.566	(606.644)	(1.396.144)	6.965.228
Disposiciones y retiros de servicio	(1.136.402)	(1.395.944)	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(7.050.739)
Disposiciones	-	(1.395.944)	-	-	-	-	(1.395.944)
Retiros	(1.136.402)	-	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(5.654.795)
Total movimientos	418.058.352	(205.702)	(1.329.903)	(20.595.997)	(707.796)	(11.343.800)	383.875.154
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725

- (1) Ver nota 2.4.1 y 4.
- (2) Ver nota 29.
- (3) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 235.755.586 al 30 de junio 2014 (M\$ 353.533.733 al 31 de diciembre 2013). En el negocio de generación destaca los avances en la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a junio 2014 por M\$ 111.773.127 (M\$ 150.262.546 al 31 de diciembre 2013), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 123.982.459 al 30 de junio 2014 (M\$ 274.964.283 al 31 de diciembre 2013).

b) Arrendamiento financiero

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 117.842.718 y M\$ 115.416.339, 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:

	30-06-2014			31-12-2013		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	16.861.119	1.592.672	15.268.447	15.915.072	1.868.169	14.046.903
Entre un año y cinco años	59.460.747	8.191.303	51.269.444	58.429.290	5.874.399	52.554.891
Más de cinco años	34.964.295	3.153.511	31.810.784	38.025.761	3.295.944	34.729.817
Total	111.286.161	12.937.486	98.348.675	112.370.123	11.038.512	101.331.611

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 30 de junio de 2014.

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 2014 y 2013 incluyen M\$ 11.210.698 y M\$ 8.556.943, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Menor a un año	11.568.629	13.356.040
Entre un año y cinco años	31.061.717	43.329.565
Más de cinco años	46.514.134	67.004.937
Total	89.144.480	123.690.542

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 364.291.554 y M\$ 350.969.175, respectivamente.

ii) Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 188.163.906 y M\$ 176.514.115, respectivamente. (ver Nota 35).

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

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

v) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la

empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke 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\$ 93.992.554, quedando aún boletas de garantías por cobrar ascendente a US\$ 18.940.295, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 10.439.512 (ver nota 35.3.25).

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

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

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

vi) 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.. Al 30 de junio de 2014 el monto registrado es por M\$ 61.707.039 (ver nota 3.e).

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

17. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el primer semestre de 2014 y ejercicio 2013 han sido los siguientes:

	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	51.003.011	(4.080.041)	46.922.970
Adiciones	2.487.919	-	2.487.919
Desapropiaciones	(6.443.325)	2.127.925	(4.315.400)
Gasto por depreciación	-	(59.078)	(59.078)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	(159.362)	(159.362)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	47.047.605	(2.170.556)	44.877.049
Adiciones	455.530	-	455.530
Desapropiaciones	(1.341.663)	-	(1.341.663)
Gasto por depreciación	-	(15.241)	(15.241)
Saldo final propiedades de inversión al 30 de junio de 2014	46.161.472	(2.185.797)	43.975.675

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el primer semestre de 2014 y 2013 ascendió a M\$ 6.429.126 y M\$ 5.015.294, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2013 ascendió a M\$ 45.821.677. Un 74% de este valor fue determinado sobre la base de valoraciones internas (técnicas de valor presente), en tanto que el 26% restante en función de tasaciones independientes.

Al 30 de junio de 2014, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes. La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Propiedades de Inversión	11.913.636	33.908.041	-

Ver Nota 3.h.

Al 30 de junio de 2014 y 2013, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión es el siguiente:

Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
Ingresos derivados de rentas y plusvalías provenientes de las propiedades de inversión	6.599.903	5.189.896
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(108.077)	(87.520)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos	(1.341.662)	(1.117.415)
Total	5.150.164	3.984.961

Existen contratos de construcción en desarrollo para la ejecución de obras de urbanización, como pavimentación, alcantarillado y red de distribución de agua potable, que representan obligaciones futuras para el Grupo por M\$ 494.968 al 30 de junio de 2014 (M\$ 971.776 al 31 diciembre de 2013).

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

18. IMPUESTOS DIFERIDOS.

- a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 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 2014	69.331.028	-	72.196.398	721.942	43.659.516	1.710.288	22.518.595	210.137.767
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.565.711)	15.266	(755.859)	(162.550)	(25.297.565)	4.629.615	36.761.863	13.625.059
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	1.370.205	-	-	1.370.205
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (1)	18.935.891	-	879.716	-	-	537.932	974.823	21.328.362
Diferencia de conversión de moneda extranjera	7.347.511	447.465	7.829.290	20.569	127.836	(64.921)	(241.679)	15.466.071
Otros incrementos (decrementos)	(1.276.674)	1.266.736	17.694.095	(48.693)	(116.813)	(4.284.965)	(21.784.259)	(8.550.573)
Saldo final al 30 de junio de 2014	92.772.045	1.729.467	97.843.640	531.268	19.743.179	2.527.949	38.229.343	253.376.891

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	75.826.789	10.700.455	98.105.401	46.865.082	47.115.495	8.635.197	34.307.797	321.556.216
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(4.189.296)	(850.759)	4.955.202	(1.494.579)	(3.355.784)	(16.669.753)	6.745.508	(14.859.461)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(418.615)	-	-	(6.028.387)	511.656	5.010.578	-	(924.768)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2)	-	-	-	-	-	11.634.643	381.719	12.016.362
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(553.272)	(190.829)	(3.206.774)	(804.512)	(9.658)	630.288	(2.369.230)	(6.503.987)
Otros incrementos (decrementos)	(1.334.578)	(9.658.867)	(27.657.431)	(37.815.662)	(602.193)	(7.530.665)	(16.547.199)	(101.146.595)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	69.331.028	-	72.196.398	721.942	43.659.516	1.710.288	22.518.595	210.137.767

Impuestos diferidos de 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 2014	357.404.910	21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	395.486.890
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(12.124.701)	(699.023)	(18.027.531)	-	487.706	1.442.958	17.863.536	(11.057.055)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	-	(1.768.690)	444	(1.768.246)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (1)	28.154.757	-	-	-	-	-	1.808.016	29.962.773
Diferencia de conversión de moneda extranjera	10.555.447	1.721.478	(199.881)	-	-	110.708	(1.802.276)	10.385.476
Otros incrementos (decrementos)	(3.259.642)	(22.192.152)	18.228.869	-	(507.376)	(1.055.156)	234.885	(8.550.572)
Saldo final al 30 de junio de 2014	380.730.771	-	21.677	-	1.148	4.522.545	29.183.125	414.459.266

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	(19.041.347)	(1.760.684)	6.696.045	-	71.264	937.186	4.084.369	(9.013.167)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(476)	-	-	-	(2.744.987)	553.068	(61.684)	(2.254.079)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2)	8.534.296	-	-	-	-	-	-	8.534.296
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(43.599)	(1.410.853)	(1.219.749)	-	-	(10.209)	(1.901.703)	(4.586.113)
Otros incrementos (decrementos)	(3.467.998)	(17.404.697)	(5.456.076)	-	2.677.461	(2.112.544)	(72.557.890)	(98.321.744)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	357.404.910	21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	395.486.890

(1) Ver nota 2.4.1 y 4.

(2) Ver nota 2.4.1 y 25.1.1

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 2014, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 52.908.286 (M\$ 25.233.492 al 31 de diciembre de 2013) Ver nota 3.p.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales y negocios conjuntos, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2014 asciende a M\$ 2.471.587.255 (M\$ 2.204.237.044 al 31 de diciembre de 2013).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de

períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones.

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

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

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

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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de junio de 2014			30 de junio de 2013		
	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	2.221	(444)	1.777	622	(124)	498
Cobertura de Flujo de Caja	(49.778.598)	8.720.786	(41.057.812)	(52.930.883)	12.821.055	(40.109.828)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(1.259.937)	-	(1.259.937)	3.565.351	-	3.565.351
Ajustes por conversión	401.756.235	-	401.756.235	(82.281.058)	-	(82.281.058)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	-	-	(76.528)	15.306	(61.222)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	350.719.921	8.720.342	359.440.263	(131.722.496)	12.836.237	(118.886.259)

19. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de junio de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	490.655.864	3.259.722.754	785.231.174	2.688.538.096
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.114.769	103.721.238	117.341.051	97.231.764
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	19.127.834	-	1.410.556	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	3.070.558	4.616.465	2.692.424	4.479.251
Total	513.969.025	3.368.060.457	906.675.205	2.790.249.111

(*) ver nota 21.2.a

(**) ver nota 21.2.b

19.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 30 de junio de 2013 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de junio de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	58.475.107	278.455.736	154.917.772	219.963.968
Obligaciones no garantizadas	199.211.796	2.667.451.859	407.412.807	2.179.772.922
Obligaciones garantizadas	-	-	4.828.233	-
Arrendamiento financiero	15.268.447	83.080.228	14.046.903	87.284.708
Otros préstamos	217.700.514	230.734.931	204.025.459	201.516.498
Total	490.655.864	3.259.722.754	785.231.174	2.688.538.096

El desglose por monedas y vencimientos de los **Préstamos Bancarios** al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 30/06/2014 M\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2014 M\$	Uno a Tres Años M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2014 M\$
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$			Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	3,66%	Sin Garantía	398.234	924.117	1.322.351	452.145	-	-	452.145	
Chile	Ch\$	5,60%	Sin Garantía	5.987	-	5.987	-	-	-	-	
Perú	US\$	3,42%	Sin Garantía	867.494	6.393.687	7.261.181	31.143.610	20.962.346	-	52.105.956	
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	159.457	-	159.457	1.976.742	21.744.163	-	23.720.905	
Argentina	US\$	13,02%	Sin Garantía	5.405.137	2.037.602	7.442.739	6.112.795	-	-	6.112.795	
Argentina	\$ Arg	35,29%	Sin Garantía	7.534.670	7.124.724	14.659.394	12.228.729	-	-	12.228.729	
Colombia	\$ Col	6,53%	Sin Garantía	19.105.650	226.395	19.332.045	-	-	89.499.229	89.499.229	
Brasil	US\$	7,66%	Sin Garantía	-	7.826.881	7.826.881	10.657.369	3.904.906	580.483	15.142.758	
Brasil	Real	10,36%	Sin Garantía	30.062	435.010	465.072	21.418.817	57.774.402	-	79.193.219	
Total				33.506.691	24.968.416	58.475.107	83.990.207	104.385.817	90.079.712	278.455.736	

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

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2014 asciende a M\$ 363.380.883 (M\$ 371.446.585 al 31 de diciembre de 2013). En ambos periodos, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

19.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 y 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 30/06/2014	Uno a Tres Años	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2014
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses			Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	7,17%	Sin Garantía	9.592.459	2.782.901	12.375.360	251.171.933	-	382.183.756	633.355.689
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	3.891.702	5.455.348	9.347.050	9.993.822	20.913.645	294.434.505	325.341.972
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	827.551	9.028.955	9.856.506	11.053.942	10.040.296	11.053.942	32.148.180
Perú	Soles	6,65%	Sin Garantía	6.020.137	19.843.404	25.863.541	30.679.037	27.674.390	131.552.193	189.905.620
Colombia	\$ Col	7,83%	Sin Garantía	48.344.095	73.472.735	121.816.830	207.013.517	187.747.516	799.454.782	1.194.215.815
Brasil	Real	12,40%	Sin Garantía	-	19.952.509	19.952.509	160.119.865	132.364.718	-	292.484.583
Total				68.675.944	130.535.852	199.211.796	670.032.116	378.740.565	1.618.679.178	2.667.451.859

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013	Uno a Tres Años	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2013
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses			Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	7,62%	Sin Garantía	208.555.534	810.389	209.365.923	238.986.425	-	159.538.410	398.524.835
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	9.072.702	9.072.702	9.696.776	9.696.776	299.711.440	319.104.992
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	862.593	5.164.073	6.026.666	13.835.937	5.249.833	14.786.682	33.872.452
Perú	Soles	6,63%	Sin Garantía	7.549.494	34.181.671	41.731.165	41.343.147	9.391.473	98.704.389	149.439.009
Colombia	\$ Col	7,54%	Sin Garantía	108.852.499	26.251.335	135.103.834	107.653.041	261.155.251	645.988.991	1.014.797.283
Brasil	Real	11,06%	Sin Garantía	-	6.112.517	6.112.517	99.686.584	140.090.064	24.257.703	264.034.351
Total				325.820.120	81.592.687	407.412.807	511.201.910	425.583.397	1.242.987.615	2.179.772.922

19.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 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 30/06/2014	Uno a Tres Años	Vencimiento		Total No Corriente al 30/06/2014
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses			Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Al cierre no existen Obligaciones Garantizadas				-	-	-	-	-	-	-
Total				-	-	-	-	-	-	-

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

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2014 asciende a M\$ 3.279.927.441 (M\$ 3.006.275.851 al 31 de diciembre de 2013). En ambos periodos, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

19.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de junio de 2014, M\$ 707.583.984 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\$ 754.177.869 al 31 de diciembre de 2013) (véase Nota 3.m).

El movimiento al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-06-2014	31-12-2013
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	2.415.439	37.372.801
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(10.623.495)	(24.792.601)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(5.421.678)	(10.087.806)
Diferencias de conversión	137.635	(76.955)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(13.492.099)	2.415.439

19.5 Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2014 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 305.477.720 (M\$ 208.900.680 al 31 de diciembre de 2013).

20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

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

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

20.1 Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 63% al 30 de junio de 2014.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de 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 más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	30-06-2014 %	31-12-2013 %
Tasa de interés fijo	63%	72%
Tasa de interés variable	37%	28%
Total	100%	100%

20.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

20.3 Riesgo de commodities.

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 30 de junio de 2014 y al 31 de diciembre de 2013, no habían operaciones vigentes de derivados de commodities.

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

20.4 Riesgo de liquidez.

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

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

Al 30 de junio de 2014, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.222.747.116 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 305.477.720 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 1.606.387.569 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

20.5 Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

Medición del riesgo.

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

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

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

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

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

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

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

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

Posiciones financieras	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Tipo de interés	19.904.891	17.236.855
Tipo de cambio	3.533.075	3.074.168
Correlación	(1.427.682)	(390.965)
Total	22.010.284	19.920.058

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el primer semestre de 2014 y ejercicio 2013 en función del inicio/vencimiento de las operaciones.

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

30 de junio de 2014						
	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	194.353	-	-	-	-	21.800.684
Otros activos de carácter financiero	-	92.555.678	208.554.412	1.258.177.307	-	-
Total Corriente	194.353	92.555.678	208.554.412	1.258.177.307	-	21.800.684
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.486.721	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	3.419.130
Otros activos de carácter financiero	-	-	36.444.728	222.339.778	461.935.752	-
Total No Corriente	-	-	36.444.728	222.339.778	466.422.473	3.419.130
Total	194.353	92.555.678	244.999.140	1.480.517.085	466.422.473	25.219.814

31 de diciembre 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	4.107.362	-	-	-	-	25.142.725
Otros activos de carácter financiero	-	163.288.698	588.490.652	1.079.283.455	-	-
Total Corriente	4.107.362	163.288.698	588.490.652	1.079.283.455	-	25.142.725
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.158.231	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	4.403.506
Otros activos de carácter financiero	-	-	34.867.362	223.045.673	448.107.319	-
Total No Corriente	-	-	34.867.362	223.045.673	452.265.550	4.403.506
Total	4.107.362	163.288.698	623.358.014	1.302.329.128	452.265.550	29.546.231

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

30 de junio de 2014				
	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	2.541.473	-	491.184.949	-
Instrumentos derivados	19.127.834	-	-	1.114.769
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.524.226.220	-
Total Corriente	21.669.307	-	2.015.411.169	1.114.769
Préstamos que devengan interés	4.827.099	-	3.259.512.120	-
Instrumentos derivados	-	-	-	103.721.238
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	43.531.321	-
Total No Corriente	4.827.099	-	3.303.043.441	103.721.238
Total	26.496.406	-	5.318.454.610	104.836.007

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

21.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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 2014				31 de diciembre de 2013			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	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:	156.275	3.419.130	22.385	876.217	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984
Cobertura flujos de caja	156.275	3.419.130	22.385	876.217	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984
Cobertura de tipo de cambio:	21.644.409	-	1.092.384	102.845.020	21.129.599	9.816	116.095.465	96.151.780
Cobertura de flujos de caja	21.644.409	-	1.067.180	101.412.222	21.129.599	9.816	116.081.484	94.681.404
Cobertura de valor razonable	-	-	25.204	1.432.798	-	-	13.981	1.470.376
TOTAL	21.800.684	3.419.130	1.114.769	103.721.237	25.142.725	4.403.506	117.341.051	97.231.764

- 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 2014 y 31 de diciembre de 2013 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 30-06-2014	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2013
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	2.676.803	6.081.246
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(1.458.002)	(1.484.357)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(80.834.993)	(189.623.473)

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 2014		31 de diciembre de 2013	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	526.828	-	697.443	-
Partida subyacente	-	566.343	-	1.556.853
TOTAL	526.828	566.343	697.443	1.556.853

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

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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 2014				31 de diciembre de 2013			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	194.353	19.127.834	-	-	4.107.362	1.410.556	-	-

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 2014 y 31 de diciembre de 2013, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	30 de junio de 2014							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	2.676.803	22.581.951	48.160.771	38.704.519	690.900	-	-	110.138.141
Cobertura de flujos de caja	2.676.803	22.581.951	48.160.771	38.704.519	690.900	-	-	110.138.141
Cobertura de tipo de cambio:	(82.292.995)	231.914.440	1.207.793	227.546.130	-	-	237.258.642	697.927.005
Cobertura de flujos de caja	(80.834.993)	230.139.003	273.024	227.546.130	-	-	237.258.642	695.216.799
Cobertura de valor razonable	(1.458.002)	1.775.437	934.769	-	-	-	-	2.710.206
Derivados no designados contablemente de cobertura	(18.933.481)	584.390.227	-	-	-	-	-	584.390.227
TOTAL	(98.549.673)	838.886.618	49.368.564	266.250.649	690.900	-	237.258.642	1.392.455.373

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

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

21.3 Jerarquías del valor razonable.

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	30-06-2014 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	25.219.814	-	25.219.814	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	194.353	-	194.353	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	92.555.678	92.555.678	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	461.967.168	31.416	461.935.752	-
Total	579.937.013	92.587.094	487.349.919	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	103.378.005	-	103.378.005	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.458.002	-	1.458.002	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	19.127.834	-	19.127.834	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	2.541.473	-	2.541.473	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	4.827.099	-	4.827.099	-
Otros pasivos financieros corto plazo	-	-	-	-
Total	131.332.413	-	131.332.413	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2013 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.546.231	-	29.546.231	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.107.362	-	4.107.362	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	163.288.698	163.288.698	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	448.136.514	29.195	448.107.319	-
Total	645.078.805	163.317.893	481.760.912	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	213.088.458	-	213.088.458	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.484.357	-	1.484.357	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.410.556	-	1.410.556	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	4.393.053	-	4.393.053	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	4.707.155	-	4.707.155	-
Otros pasivos financieros corto plazo	-	-	-	-
Total	225.083.579	-	225.083.579	-

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

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 1 de enero de 2013	2.022.260
Utilidad imputada en resultado financiero	(2.022.260)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	-
Utilidad imputada en resultado financiero	-
Saldo al 30 de junio de 2014	-

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

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

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Acreedores comerciales	611.810.456	503.498.609	7.572.306	-
Otras cuentas por pagar	800.718.839	916.093.723	35.959.015	23.063.878
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.412.529.295	1.419.592.332	43.531.321	23.063.878

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores por compra de energía	580.616.575	473.475.615	7.572.306	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	31.193.881	30.022.994	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	473.807.654	577.763.247	-	-
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	141.995.519	171.536.664	-	-
Multas y reclamaciones (*)	82.289.034	84.104.347	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	23.040.248	21.530.534	24.855.888	16.772.447
Cuentas por pagar instituciones fiscales	3.817.052	2.834.294	4.039.750	126.137
Contrato Mitsubishi (LTSA)	29.337.068	24.837.227	-	-
Obligaciones programas sociales	9.584.711	9.647.096	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	14.197.689	7.753.216	-	-
Otras cuentas por pagar	22.649.864	16.087.098	7.063.377	6.165.294
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.412.529.295	1.419.592.332	43.531.321	23.063.878

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

(*) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones del ejercicio actual y anteriores que nuestra filial argentina Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 6.2).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 se expone en anexo 7.

23. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2014	31-12-2013	30-06-2014	31-12-2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	37.618.665	56.337.107	181.937.908	164.694.598
Por desmantelamiento o restauración (1)	-	-	24.585.383	24.109.594
Por proveedores y servicios	18.168.119	14.682.069	3.830.604	5.163.161
Por beneficios a trabajadores	25.843.303	33.253.379	-	-
Otras provisiones	14.528.886	14.310.103	-	-
Total	96.158.973	118.582.658	210.353.895	193.967.353

(1) Ver nota 3a

b) El movimiento de las provisiones al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	221.031.705	24.109.594	67.408.712	312.550.011
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	19.464.658	(142.010)	26.188.015	45.510.663
Provisión Utilizada	(15.752.867)	-	(19.529.886)	(35.282.753)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	8.456.067	210.935	8.348.777	17.015.779
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	14.910.792	406.864	(3.338.406)	11.979.250
Otro Incremento (Decremento)	(28.553.782)	-	(16.706.300)	(45.260.082)
Total Movimientos en Provisiones	(1.475.132)	475.789	(5.037.800)	(6.037.143)
Saldo al 30 de junio de 2014	219.556.573	24.585.383	62.370.912	306.512.868

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

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

24.1 Aspectos generales:

Enersis y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3. m.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: 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.

c) Beneficios de aportación definida:

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

24.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	255.182.788	238.514.991
Total Pasivo	255.182.788	238.514.991
Total Obligaciones Post Empleo, neto	255.182.788	238.514.991

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	594.133.861	521.850.486
(-) Plan de activos (*)	(386.311.741)	(322.830.274)
Total	207.822.120	199.020.212
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan	47.360.668	39.494.779
Total Obligaciones Post Empleo, neto	255.182.788	238.514.991

(*) 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 razonable de los activos afectos al 30 de junio de 2014 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pasivo Actuarial	594.133.861	521.850.486	628.823.491	592.212.012	548.004.356
Activos Afectos	(386.311.741)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)
Diferencia	207.822.120	199.020.212	234.943.326	226.074.124	170.764.497
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	47.360.668	39.494.779	21.218.042	43.278.951	42.952.266
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	-	-	(2.786.493)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	255.182.788	238.514.991	256.161.368	269.353.075	210.930.270

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de junio de 2014 y 2013 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.316.989	1.586.395
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	29.772.973	28.008.272
Ingresos por intereses activos del plan	(20.903.931)	(19.455.987)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.653.067	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	12.839.098	10.138.680
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	76.528
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	12.839.098	10.215.208

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio de 2014 y ejercicio 2013 es el siguiente

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	256.161.368
Costo Neto por Intereses	19.976.881
Costos de los Servicios en el Período	4.462.712
Beneficios Pagados en el Período	(15.517.133)
Aportaciones del Período	(14.383.865)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Cambios del Límite del Activo	15.853.780
Diferencias de Conversión	(9.318.040)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	238.514.991
Costo Neto por Intereses	11.522.109
Costos de los Servicios en el Período	1.316.989
Beneficios Pagados en el Período	(15.570.741)
Trasposos del Personal	(99.083)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Diferencias de Conversión	18.201.475
Pasivo Actuarial Neto Final al 30 de junio de 2014	255.182.788

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de junio de 2014 y ejercicio 2013 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	628.823.491
Costo del servicio corriente	4.462.712
Costo por intereses	54.773.138
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.137.338
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(24.305.459)
Contribuciones pagadas	(48.536.164)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	521.850.486
Costo del servicio corriente	1.316.989
Costo por intereses	29.772.973
Diferencia de conversión de moneda extranjera	55.566.189
Contribuciones pagadas	(15.570.741)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencias del personal	(99.083)
Saldo al 30 de junio de 2014	594.133.861

Al 30 de junio de 2014, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 7,41% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (8,25% a 31 de diciembre de 2013), en un 77,12% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,67% a 31 de diciembre de 2013), en un 13,63% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,82% a 31 de diciembre 2013), en un 1,45% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,85% a 31 de diciembre de 2013) y el 0,39% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,41% a 31 de diciembre de 2013).

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	(393.880.165)
Ingresos por intereses	(37.219.214)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.987.419
Aportaciones del empleador	(1.137.338)
Aportaciones pagadas	(14.383.865)
Contribuciones pagadas	33.019.031
Saldo al 31 de diciembre de 2013	(322.830.274)
Ingresos por intereses	(20.903.931)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(42.577.536)
Saldo al 30 de junio de 2014	(386.311.741)

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

Categoría de los Activos del Plan	30-06-2014		31-12-2013	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	63.286.208	16%	52.901.001	16%
Activos de renta fija	278.645.205	72%	232.840.825	72%
Inversiones inmobiliarias	29.445.226	8%	24.609.293	8%
Otros	14.935.102	4%	12.479.155	4%
Total	386.311.741	100%	322.830.274	100%

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo		M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		21.218.042
Intereses de Activo no reconocidos		2.422.955
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		17.475.375
Diferencias de Conversión		(1.621.593)
Saldo al 31 de diciembre de 2013		39.494.779
Intereses de Activo no reconocidos		2.653.067
Diferencias de Conversión		5.212.822
Total Techo del Activo al 30 de junio de 2014		47.360.668

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

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

	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Acciones	3	3
Inmuebles	24.724.887	21.899.207
Total	24.724.890	21.899.210

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 2014 y 2013:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	30-06-2014	31-12-2013	30-06-2014	31-12-2013	30-06-2014	31-12-2013	30-06-2014	31-12-2013	30-06-2014	31-12-2013
Tasas de descuento utilizadas	5,40%	5,40%	11,82% - 12,44%	11,82% - 12,44%	7,25%	7,25%	5,50%	5,50%	6,82%	6,82%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	7,61%	7,61%	4,00%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2004	RV -2004	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2004	RV 2004

- **Sensibilización:**

Al 30 de junio de 2014 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\$46.432.063 (M\$41.964.612 al 31 de diciembre de 2013) en caso de un alza en la tasa, y un aumento de M\$54.559.492 (M\$49.310.554 al 31 de diciembre de 2013) 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 2014 han ascendido a M\$1.496.698 (M\$1.274.155 al 30 de junio de 2013).

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$14.281.114.

- **Duración de los compromisos:**

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

Años	M\$
1	37.761.281
2	49.435.747
3	49.813.814
4	49.481.701
5	49.992.831
más de 5	261.641.616

25. PATRIMONIO.

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

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

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

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

Para mayor detalle les de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., ver Nota 5.

- 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 de 2013, 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 de Enersis al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 5.669.280.725 y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 30 de junio de 2014, 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 2013.

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 concretado en 2013, que ascendió a M\$ 1.460.503 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 25.5.c).

25.1.2 Dividendos

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 acordó 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 procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°85 ascendente a \$4,28410 por acción.

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

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

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de abril de 2013, se acordó 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 procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°87 ascendente a \$3,03489 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2013 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 31 de enero de 2014 un dividendo provisorio N°88 de \$1,42964 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% del las utilidades liquidas calculadas al 30 de septiembre 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente (ver nota 38).

En junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 88, de \$1,42964 por acción), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$ 329.257.075.000, que equivale a \$6,70683 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 88 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 89 ascendente a \$ 259.071.983.050, que equivale a \$ 5,27719 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
82	Provisorio	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	16-05-2014	5,27719	2013

25.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 30 de junio de 2014 y 2013 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(74.364.217)	(71.089.644)
Ampla Energía E Serviços S.A.	86.464.041	52.259.104
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	-	8.766.508
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	179.361.872	139.843.271
Edelnor	29.455.958	5.122.212
Investluz S.A.	-	(6.434.321)
Coelce	35.996.987	-
Endesa Brasil S.A.	(124.782.473)	(232.993.966)
Central Costanera S.A.	2.907.528	(1.928.751)
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	7.796.032	3.302.551
Emgesa S.A. E.S.P.	105.574.745	59.477.751
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(32.433.251)	(20.270.171)
Generandes Perú S.A.	36.280.809	18.836.809
Emp. Eléctrica de Piura	5.736.332	-
Otros	(32.020)	8.377.505
TOTAL	257.962.343	(36.731.142)

25.3 Gestión del capital.

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

25.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 30 de junio de 2014 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 1.034.401.316, M\$ 2.988.952 M\$ 525.346.327, M\$ 110.024.360, M\$ 143.639.723 y M\$ 25.626.880, respectivamente.

25.5 Otras Reservas.

Al 30 de junio de 2014 y 2013, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Movimiento 2014 M\$	Saldo al 30 de junio de 2014 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(56.022.016)	313.984.359	257.962.343
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(25.916.403)	(29.003.129)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	2.190	14.001
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(105.421.423)	(2.519.444.909)
TOTAL	(2.473.120.417)	182.648.723	(2.290.471.694)

	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)	3.988.917	(36.731.142)
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)	(910.958.258)	(2.408.968.627)
TOTAL	(1.511.122.753)	(927.219.909)	(2.438.342.662)

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

El movimiento del periodo 2014 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes de la OPA efectuada sobre nuestra filial Coelce cuyo registro contable originó un cargo a Otras Reservas varias en el patrimonio neto de Enersis por M\$ 104.687.971. (ver nota 25.6.1)

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

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.110, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 5).

- 2) 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.s). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripción del Gasto	Monto Bruto M\$	Efecto Fiscal M\$	Monto Neto M\$
Asesorías legales	702.865	(140.573)	562.292
Asesorías financiera y fess 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
Sub Total	18.200.207	(3.640.041)	14.560.166
Menos			
Sobre precio en colocacion 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 2014 y 2013, se explican como sigue:

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

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

- ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “adopción por primera vez”).

- iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Endesa Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

25.6 Participaciones no controladoras.

25.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (“OPA”) de su filial Companhia Energética do Ceará (“Coelce”), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 5 y 25.1.1)

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis adquirió, a un precio R\$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M\$ 134.248.158.

Al haberse sobrepasado los dos tercios del total de acciones en circulación en la serie de acciones ordinarias de Coelce, Enersis prorrogó la fecha de vigencia de la oferta por tres meses adicionales a partir de la fecha de la subasta. El proceso concluyó con fecha 16 de mayo de 2014, periodo en el cual Enersis adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales, pagando por ellas M\$ 464.883.

En resumen, Enersis incrementó su participación accionaria en Coelce en un 15,18%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 74,05% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 76.210.867 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se han registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 28.477.104.

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje económico)				
	30-06-2014 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-06-2013 M\$
Ampla Energía E Serviços S.A.	8,37%	51.795.179	50.325.686	(1.507.077)	13.042.934
Compañía Energética Do Ceará S.A.	35,66%	154.270.937	194.582.550	6.823.923	17.133.103
Compañía de Interconexión Energética S.A.	16,46%	21.605.228	20.523.680	1.862.543	4.167.796
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	16,67%	28.004.542	20.550.888	10.033.555	12.126.455
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	16,46%	25.524.082	25.500.826	1.179.128	5.513.757
Investluz S.A. (2)	14,12%	-	-	-	39.464
Endesa Brasil S.A. (2)	16,46%	38.623.598	52.174.858	(2.139.123)	1.424.566
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,61%	301.196.641	318.351.067	37.424.667	42.433.909
Emgesa S.A. E. S.P.	62,28%	561.685.921	585.104.934	86.215.226	80.144.584
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,46%	60.746.949	57.809.739	7.182.149	6.527.367
Edegel S.A.A	62,54%	272.752.990	249.172.825	23.070.300	15.860.736
Chinango S.A.C.	70,03%	48.226.864	44.855.657	3.577.615	3.862.991
Empresa Distribuidora Sur S.A.	28,39%	(9.935.867)	8.070.946	(17.412.160)	37.271.649
Endesa Costanera S.A.	54,60%	(22.423.744)	(15.235.982)	(9.988.946)	(10.489.182)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	60,79%	50.089.470	49.208.752	9.088.886	2.418.340
Central Dock Sud S.A.	60,01%	(35.786.364)	(26.372.765)	(14.148.153)	-
Chilectra S.A.	0,91%	7.456.878	6.292.208	531.272	485.586
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	375.432.732	430.280.244	(40.160.252)	(25.395.153)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	44,43%	73.969.602	77.111.844	24.153.941	19.250.850
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (1)	38,51%	238.564.203	149.375.880	22.416.450	2.703.158
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	38,26%	-	-	-	13.144.334
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	25.272.645	25.446.652	2.075.993	875.483
Otras		16.917.686	15.780.119	1.682.818	(2.592.518)
TOTAL		2.283.990.172	2.338.910.608	151.962.755	239.950.209

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

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Ventas de energía	2.932.237.301	2.647.589.623
Otras ventas	20.656.321	12.281.661
Ventas equipos de medida	1.632.340	1.415.865
Ventas de gas	5.455.713	2.774.150
Ventas de materiales electrónicos	349.557	-
Ventas de productos y servicios	13.218.711	8.091.646
Otras prestaciones de servicios	220.233.555	185.775.610
Peajes y transmisión	129.931.326	132.039.326
Arriendo equipos de medida	2.299.549	2.315.495
Alumbrado público	16.126.565	14.702.211
Verificaciones y enganches	9.342.617	6.285.610
Servicios de ingeniería y consultoría	4.035.122	7.586.857
Otras prestaciones	58.498.376	22.846.111
Total Ingresos de actividades ordinarias	3.173.127.177	2.845.646.894

Otros ingresos	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	84.335.162	70.146.305
Apoyos mutuos	16.135.853	15.640.144
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	3.582.602	3.134.222
Arrendamientos	842.474	48.219
Ventas de nuevos negocios	6.519.548	5.437.485
Otros Ingresos (1)	94.888.732	217.547.285
Total Otros ingresos	206.304.371	311.953.660

(1) Al 30 de junio de 2014 producto de la aplicación de la Resolución 250/13 ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) que reconoce los costos no traspasados a tarifa, Edesur ha registrado un ingreso de M\$47.793.989 por los períodos comprendidos entre octubre 2013 y marzo 2014. Al 30 de junio de 2013 se ha reconocido por este mismo concepto M\$189.240.068 por los períodos comprendidos entre mayo 2007 y febrero 2013.

Además, incluye M\$ 16.353.175 al 30 de junio de 2014 (M\$9.369.648 al 30 de junio de 2013) provenientes de nuevos contratos de disponibilidad, a partir de diciembre de 2012, de nuestra filial Central Costanera S.A. con CAMMESA.

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Compras de energía	(1.289.471.833)	(909.488.868)
Consumo de combustible	(263.596.767)	(300.974.822)
Gastos de transporte	(212.779.986)	(190.111.503)
Costos por contratos de construcción	(84.335.162)	(70.146.305)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(106.059.566)	(150.208.492)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.956.243.314)	(1.620.929.990)

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 30 de junio de 2014 y 2013, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(179.223.973)	(163.027.924)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(2.813.687)	(2.860.550)
Seguridad social y otras cargas sociales	(60.883.552)	(61.865.176)
Otros gastos de personal	(4.058.701)	(2.245.727)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(246.979.913)	(229.999.377)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Depreciaciones	(176.004.064)	(166.731.804)
Amortizaciones	(49.401.967)	(38.883.216)
Subtotal	(225.406.031)	(205.615.020)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(21.037.764)	(15.930.584)
Total	(246.443.795)	(221.545.604)

(*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro	Generación		Distribución		Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013	30-06-2014	30-06-2013	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 9c)	(81.292)	38.454	(10.265.679)	(15.969.038)	(10.346.971)	(15.930.584)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 14)	-	-	(10.344.223)	-	(10.344.223)	-
Inmovilizado (ver nota 16)	(346.570)	-	-	-	(346.570)	-
Total	(427.862)	38.454	(20.609.902)	(15.969.038)	(21.037.764)	(15.930.584)

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(29.276.701)	(26.410.394)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(113.685.929)	(107.768.721)
Reparaciones y conservación	(62.977.195)	(51.858.017)
Indemnizaciones y multas	(8.228.907)	(11.760.380)
Tributos y tasas	(11.549.427)	(11.987.659)
Primas de seguros	(17.137.452)	(11.948.522)
Arrendamientos y cánones	(11.210.698)	(8.556.943)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(3.486.772)	(3.225.896)
Otros aprovisionamientos	(13.409.355)	(9.568.006)
Gastos de viajes	(8.713.088)	(2.896.621)
Gastos de medioambiente	(1.234.279)	(1.417.263)
Total Otros gastos por naturaleza	(280.909.803)	(247.398.422)

31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Otras ganancias	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Ganancia por remediación de la participación pre-existente en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	21.546.320	-
Venta de líneas de transmisión Charrua	-	2.532.438
Ventas de terrenos	5.087.464	3.897.878
Otros	857.765	1.008.454
Total Otras ganancias	27.491.549	7.438.770

(*) Ver nota 4.d.

32. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de junio de 2014 y 2013, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	50.921.581	40.872.910
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	111.257	1.556.745
Otros ingresos financieros (1)	38.848.939	81.781.347
Total Ingresos Financieros	89.881.777	124.211.002

Costos financieros	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Costos Financieros	(243.515.579)	(187.511.192)
Préstamos bancarios	(16.722.044)	(15.482.466)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(102.568.815)	(100.701.270)
Arrendamientos financieros (leasing)	(891.111)	(963.599)
Valoración derivados financieros	923.475	(10.816.693)
Provisiones financieras	(16.167.645)	(22.219.489)
Obligación por beneficios post empleo	(11.633.366)	(10.109.030)
Gastos financieros activados	24.127.420	12.895.642
Otros costos financieros (1)	(120.583.493)	(40.114.287)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(4.761.525)	(163.853)
Diferencias de cambio (**)	(46.264.903)	(1.414.486)
Total Costos Financieros	(294.542.007)	(189.089.531)
Total Resultado Financiero	(204.660.230)	(64.878.529)

(1) Al 30 de junio de 2014 se incluye un resultado financiero neto de M\$ 49.145.789 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 30 de junio de 2013 esta actualización financiera generó un ingresos financiero por M\$ 36.794.663 (ver nota 8)

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	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
Otros activos financieros	7.278.885	121.058
Otros activos no financieros	10.441	103
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	53.547	197.449
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	5.298.409	(93.405)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.291.778)	(473.753)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(872)	27.810
Otras provisiones	(109.665)	3.442
Otros pasivos no financieros	(492)	53.443
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(4.761.525)	(163.853)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.643.550	1.425.809
Otros activos financieros	3.587.243	19.949.406
Otros activos no financieros	8.423	577.777
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	26.050.540	3.427.673
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	751.811	(5.549)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(62.275.169)	(23.342.472)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(15.389.300)	(2.339.436)
Otros pasivos no financieros	(2.642.001)	(1.107.694)
Total Diferencias de Cambio	(46.264.903)	(1.414.486)

33. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los periodos 2014 y 2013:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(278.901.044)	(248.897.802)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	87.456.431	10.875.899
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	1.036.381	(5.207.553)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	139.736	(274.141)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(190.268.496)	(243.503.597)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	20.279.365	(9.136.204)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	(3.640.041)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	20.279.365	(12.776.245)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(169.989.131)	(256.279.842)

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30-06-2014 M\$	Tasa	30-06-2013 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		513.225.245		818.586.079
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(20,00%)	(102.645.049)	(20,00%)	(163.717.216)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(10,26%)	(52.673.565)	(12,71%)	(104.026.093)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	23,28%	119.482.664	10,87%	88.952.100
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(26,59%)	(136.449.794)	(3,69%)	(30.184.890)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,20%	1.036.381	(0,64%)	(5.207.553)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	0,25%	1.260.232	(5,14%)	(42.096.190)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(13,12%)	(67.344.082)	(11,31%)	(92.562.626)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(33,12%)	(169.989.131)	(31,31%)	(256.279.842)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 19 a.

34. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

34.1 Criterios de segmentación.

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

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

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

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

A continuación se presenta el detalle de la información por segmentos señalada anteriormente:

34.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.291.480.526	1.156.230.094	1.230.242.453	1.211.608.943	804.948.517	1.528.376.244	3.326.671.496	3.896.215.281
Efectivo y equivalentes al efectivo	357.225.197	374.022.497	114.650.424	255.290.795	750.871.495	977.074.277	1.222.747.116	1.606.387.569
Otros activos financieros corrientes	136.088.071	50.768.162	4.330.069	94.069.869	182.686.987	636.191.406	323.105.127	781.029.437
Otros activos no financieros, corriente	61.372.604	58.112.923	101.714.822	79.785.042	4.412.613	3.699.327	167.500.039	141.597.292
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	341.302.062	306.092.926	893.510.739	729.532.108	4.754.614	9.638.847	1.239.567.415	1.045.263.881
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	172.540.339	146.150.489	34.669.043	18.210.862	(188.599.490)	(130.341.777)	18.609.892	34.019.574
Inventarios corrientes	75.402.874	53.275.768	38.082.024	19.671.824	4.924.966	4.835.163	118.409.864	77.782.755
Activos por impuestos corrientes, corriente	147.549.379	167.807.329	43.285.332	15.048.443	45.897.332	27.279.001	236.732.043	210.134.773
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 NO CORRIENTES	6.782.937.432	6.389.895.430	5.059.959.988	4.697.158.034	201.746.832	194.395.562	12.044.644.252	11.281.449.026
Otros activos financieros no corrientes	4.389.901	4.061.439	465.426.584	452.585.368	36.469.846	34.889.611	506.286.331	491.536.418
Otros activos no financieros no corrientes	37.369.976	24.308.809	61.849.337	59.599.963	217.895	183.053	99.437.208	84.091.825
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	159.523.189	167.646.689	61.534.654	54.579.139	846.977	819.845	221.904.820	223.045.673
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	434.958	-	-	-	434.958	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	657.229.351	770.150.147	599.785.306	585.268.211	(1.129.743.232)	(1.107.337.478)	127.271.425	248.080.880
Activos intangibles distintos de la plusvalía	54.046.344	51.842.981	1.252.635.836	1.091.372.309	31.931.135	30.345.071	1.338.613.315	1.173.560.361
Plusvalía	104.254.378	100.096.198	109.751.104	97.464.272	1.211.435.740	1.174.759.858	1.425.441.222	1.372.320.328
Propiedades, planta y equipo	5.630.153.217	5.155.570.775	2.403.639.742	2.285.222.824	(5.890.552)	(6.994.874)	8.027.902.407	7.433.798.725
Propiedad de inversión	-	-	-	-	43.975.675	44.877.049	43.975.675	44.877.049
Activos por impuestos diferidos	135.971.076	116.218.392	104.902.467	71.065.948	12.503.348	22.853.427	253.376.891	210.137.767
TOTAL ACTIVOS	8.074.417.958	7.546.125.524	6.290.202.441	5.908.766.977	1.006.695.349	1.722.771.806	15.371.315.748	15.177.664.307

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.481.344.358	1.504.630.338	1.475.590.159	1.391.925.362	(620.810.996)	84.703.999	2.336.123.521	2.981.259.699
Otros pasivos financieros corrientes	369.019.020	410.914.229	130.008.403	173.246.439	14.941.602	322.514.537	513.969.025	906.675.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	430.481.840	485.923.015	969.461.766	833.574.667	12.585.689	100.094.650	1.412.529.295	1.419.592.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	562.366.113	436.105.046	212.777.247	167.324.745	(663.446.435)	(399.017.521)	111.696.925	204.412.270
Otras provisiones corrientes	35.949.968	45.046.839	51.829.642	63.787.200	8.379.363	9.748.619	96.158.973	118.582.658
Pasivos por impuestos corrientes	60.624.563	112.884.609	48.864.422	93.400.399	3.654.177	48.863.377	113.143.162	255.148.385
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	22.902.854	13.756.600	62.648.679	60.591.912	3.074.608	2.500.337	88.626.141	76.848.849
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.474.953.970	2.040.534.883	1.588.514.137	1.401.109.244	276.960.443	247.295.620	4.340.428.550	3.688.939.747
Otros pasivos financieros no corrientes	2.007.940.523	1.600.171.935	1.094.020.801	930.826.729	266.099.133	259.250.447	3.368.060.457	2.790.249.111
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	95.223	126.143	43.435.157	22.937.735	941	-	43.531.321	23.063.878
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	4.414.799	4.206.159	-	-	(4.414.799)	(4.206.159)	-	-
Otras provisiones no corrientes	32.026.865	33.574.202	171.188.248	154.230.523	7.138.782	6.162.628	210.353.895	193.967.353
Pasivo por impuestos diferidos	348.768.519	329.663.782	61.751.366	95.496.877	3.939.381	(29.673.769)	414.459.266	395.486.890
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	41.984.855	40.793.344	203.567.555	189.410.354	9.630.378	8.311.293	255.182.788	238.514.991
Otros pasivos no financieros no corrientes	39.723.186	31.999.318	14.551.010	8.207.026	(5.433.373)	7.451.180	48.840.823	47.657.524
PATRIMONIO NETO	4.118.119.630	4.000.960.303	3.226.098.145	3.115.732.371	1.350.545.902	1.390.772.187	8.694.763.677	8.507.464.861
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	4.118.119.630	4.000.960.303	3.226.098.145	3.115.732.371	1.350.545.902	1.390.772.187	6.410.773.505	6.168.554.253
Capital emitido	1.471.477.973	1.459.295.724	907.104.358	865.828.224	3.290.698.394	3.344.156.777	5.669.280.725	5.669.280.725
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.028.227.811	2.063.018.576	1.280.991.794	1.495.097.851	(436.014.779)	(744.482.130)	2.873.204.826	2.813.634.297
Primas de emisión	206.536.579	206.510.282	4.479.697	4.193.997	(52.256.628)	(51.944.631)	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	411.877.267	272.135.721	1.033.522.296	750.612.299	(1.451.881.085)	(1.156.957.829)	(2.290.471.694)	(2.473.120.417)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.283.990.172	2.338.910.608
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.074.417.958	7.546.125.524	6.290.202.441	5.908.766.977	1.006.695.349	1.722.771.806	15.371.315.748	15.177.664.307

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	1.413.167.544	1.211.671.913	2.267.998.902	2.231.770.948	(301.734.898)	(285.842.307)	3.379.431.548	3.157.600.554
Ingresos de actividades ordinarias	1.381.533.399	1.198.774.980	2.093.909.819	1.932.785.296	(302.316.041)	(285.913.382)	3.173.127.177	2.845.646.894
Ventas de energía	1.278.180.894	1.149.187.865	1.936.316.779	1.768.929.982	(282.260.372)	(270.528.224)	2.932.237.301	2.647.589.623
Otras ventas	12.499.516	2.794.323	4.387.643	4.673.777	3.769.162	4.813.561	20.656.321	12.281.661
Otras prestaciones de servicios	90.852.989	46.792.792	153.205.397	159.181.537	(23.824.831)	(20.198.719)	220.233.555	185.775.610
Otros ingresos	31.634.145	12.896.933	174.089.083	298.985.652	581.143	71.075	206.304.371	311.953.660
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(742.076.563)	(621.596.842)	(1.521.239.260)	(1.291.391.677)	307.072.509	292.058.529	(1.956.243.314)	(1.620.929.990)
Compras de energía	(305.163.096)	(169.757.320)	(1.265.198.870)	(1.008.403.519)	280.890.133	268.671.971	(1.289.471.833)	(909.488.868)
Consumo de combustible	(263.594.490)	(300.973.365)	-	-	(2.277)	(1.457)	(263.596.767)	(300.974.822)
Gastos de transporte	(140.739.408)	(115.806.686)	(99.259.616)	(98.884.539)	27.219.038	24.579.722	(212.779.986)	(190.111.503)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(32.579.569)	(35.059.471)	(156.780.774)	(184.103.619)	(1.034.385)	(1.191.707)	(190.394.728)	(220.354.797)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	671.090.981	590.075.071	746.759.642	940.379.271	5.337.611	6.216.222	1.423.188.234	1.536.670.564
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	11.219.674	9.411.850	20.164.674	18.490.861	42.929	-	31.427.277	27.902.711
Gastos por beneficios a los empleados	(75.042.057)	(69.680.374)	(150.314.425)	(142.103.930)	(21.623.431)	(18.215.073)	(246.979.913)	(229.999.377)
Otros gastos, por naturaleza	(69.161.661)	(54.540.243)	(215.948.217)	(196.519.817)	4.200.075	3.661.638	(280.909.803)	(247.398.422)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	538.106.937	475.266.304	400.661.674	620.246.385	(12.042.816)	(8.337.213)	926.725.795	1.087.175.476
Gasto por depreciación y amortización	(114.156.798)	(108.009.890)	(110.120.487)	(96.475.826)	(1.128.746)	(1.129.304)	(225.406.031)	(205.615.020)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(427.862)	38.454	(20.609.902)	(15.969.038)	-	-	(21.037.764)	(15.930.584)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	423.522.277	367.294.868	269.931.285	507.801.521	(13.171.562)	(9.466.517)	680.282.000	865.629.872
RESULTADO FINANCIERO	(100.902.673)	(79.462.598)	(129.127.740)	(8.040.785)	25.370.183	22.624.854	(204.660.230)	(64.878.529)
Ingresos financieros	15.005.895	11.823.566	37.918.192	88.441.272	36.957.690	23.946.164	89.881.777	124.211.002
Costos financieros	(79.889.097)	(82.588.874)	(165.186.252)	(97.184.444)	1.559.770	(7.737.874)	(243.515.579)	(187.511.192)
Resultados por Unidades de Reajuste	2.608.918	(135.279)	135.865	254.027	(7.506.308)	(282.601)	(4.761.525)	(163.853)
Diferencias de cambio	(38.628.389)	(8.562.011)	(1.995.545)	448.360	(5.640.969)	6.699.165	(46.264.903)	(1.414.486)
Positivas	31.616.735	24.015.664	1.998.436	2.194.947	19.960.620	19.870.180	53.575.791	46.080.791
Negativas	(70.245.124)	(32.577.675)	(3.993.981)	(1.746.587)	(25.601.589)	(13.171.015)	(99.840.694)	(47.495.277)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.648.698	10.321.285	1.468.449	74.681	(5.221)	-	10.111.926	10.395.966
Otras ganancias (pérdidas)	22.375.796	3.384.865	28.289	156.026	5.087.464	3.897.879	27.491.549	7.438.770
Resultado de Otras Inversiones	22.355.697	860.406	-	-	-	-	22.355.697	860.406
Resultados en Ventas de Activos	20.099	2.524.459	28.289	156.026	5.087.464	3.897.879	5.135.852	6.578.364
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	353.644.098	301.538.420	142.300.283	499.991.443	17.280.864	17.056.216	513.225.245	818.586.079
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(103.076.809)	(97.742.896)	(39.300.516)	(122.003.043)	(27.611.806)	(36.533.903)	(169.989.131)	(256.279.842)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	250.567.289	203.795.524	102.999.767	377.988.400	(10.330.942)	(19.477.687)	343.236.114	562.306.237
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	250.567.289	203.795.524	102.999.767	377.988.400	(10.330.942)	(19.477.687)	343.236.114	562.306.237
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	250.567.289	203.795.524	102.999.767	377.988.400	(10.330.942)	(19.477.687)	343.236.114	562.306.237
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora							191.273.359	322.356.028
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras							151.962.755	239.950.209

34.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	1.783.204.197	2.084.089.603	340.543.955	324.887.994	863.747.951	814.810.111	529.075.189	592.888.884	228.606.547	230.431.271	(418.506.343)	-	150.892.582	3.326.671.496	3.896.215.281
Efectivo y equivalentes al efectivo	678.386.320	906.467.031	15.980.328	24.982.401	266.629.935	249.642.879	211.569.043	344.261.959	50.181.490	81.033.299	-	-	-	1.222.747.116	1.606.387.569
Otros activos financieros corrientes	153.511.737	540.622.559	-	-	92.711.953	163.360.721	76.881.437	72.983.696	-	4.062.461	-	-	-	323.105.127	781.029.437
Otros activos no financieros, corriente	17.308.896	4.826.805	6.119.844	5.359.794	103.499.208	86.826.237	10.429.900	11.417.533	30.142.191	33.166.923	-	-	-	167.500.039	141.597.292
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	342.064.958	303.306.537	250.935.950	243.919.961	349.614.762	278.406.979	192.107.538	141.440.771	104.788.925	77.145.961	55.282	1.043.672	1.239.567.415	1.045.263.881	1.045.263.881
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	381.966.495	135.381.849	25.146.401	28.866.234	20.287.701	15.395.164	1.214.836	1.393.681	8.556.084	4.918.900	(418.561.625)	151.936.254	18.609.892	34.019.574	34.019.574
Inventarios corrientes	41.833.107	22.015.023	20.345.250	8.201.936	2.796.312	2.519.460	22.822.689	19.869.367	30.612.506	25.176.969	-	-	118.409.864	77.782.755	77.782.755
Activos por impuestos corrientes, corriente	168.132.684	171.469.799	22.016.182	13.557.668	28.208.080	18.658.671	14.049.746	1.521.877	4.325.351	4.926.758	-	-	236.732.043	210.134.773	210.134.773
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 NO CORRIENTES	9.447.502.726	8.908.947.599	624.203.931	659.059.378	2.516.855.145	2.217.714.263	2.965.828.910	2.677.766.989	1.465.059.693	1.389.516.232	(4.974.806.153)	-	4.571.555.435	12.044.644.252	11.281.449.026
Otros activos financieros no corrientes	39.455.236	37.649.971	76.591	95.878	465.370.284	452.516.565	1.374.501	1.267.312	9.719	6.692	-	-	-	506.286.331	491.536.418
Otros activos no financieros no corrientes	282.437	366.777	2.779.786	976.223	96.364.534	83.157.858	-	-	-	-	10.451	-	409.033	99.437.208	84.091.825
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8.083.773	6.875.034	148.315.619	157.987.010	48.957.183	42.678.160	16.548.245	15.505.469	-	-	-	-	-	221.904.820	223.045.673
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	434.958	-	38.484.782	36.001.623	-	-	-	-	(38.484.782)	-	36.001.623	434.958	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	6.161.780.688	5.823.859.485	40.631.006	48.287.286	-	-	36.965.989	33.085.546	86.764.512	85.119.667	(6.198.870.770)	-	5.742.271.104	127.271.425	248.080.880
Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.590.420	37.570.805	2.602.954	2.736.208	1.223.142.244	1.060.733.391	44.271.726	43.583.416	32.005.971	28.936.541	-	-	-	1.338.613.315	1.173.560.361
Plusvalía	2.328.406	2.298.609	1.325.308	1.574.810	107.510.626	95.223.794	5.624.366	5.213.756	9.356.644	8.287.322	1.299.295.872	1.259.722.037	-	1.425.441.222	1.372.320.328
Propiedades, planta y equipo	3.104.016.210	2.899.506.899	418.764.526	431.863.368	417.214.636	374.933.897	2.772.535.145	2.483.155.951	1.336.922.847	1.267.166.010	(21.550.957)	-	22.827.400	8.027.902.407	7.433.798.725
Propiedad de inversión	43.975.675	44.877.049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.975.675	44.877.049
Activos por impuestos diferidos	50.989.881	55.942.970	9.273.183	15.538.595	119.810.856	72.468.975	88.508.938	95.955.539	-	-	(15.205.967)	-	29.768.312	253.376.891	210.137.767
TOTAL ACTIVOS	11.230.706.923	10.993.037.202	964.747.886	983.947.372	3.380.603.096	3.032.524.374	3.494.904.099	3.270.655.873	1.693.666.240	1.619.947.503	(5.393.312.496)	-	4.722.448.017	15.371.315.748	15.177.664.307

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	411.705.154	976.567.203	843.161.919	765.661.046	674.168.619	507.823.387	623.398.306	504.585.033	202.282.127	236.388.951	(418.592.604)	9.765.921	2.336.123.521	2.981.259.699
Otros pasivos financieros corrientes	47.005.723	447.215.392	184.300.248	185.774.593	83.803.088	67.179.349	141.757.561	135.583.922	57.102.405	70.921.949	-	-	513.969.025	906.675.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	239.595.767	350.880.679	508.931.756	408.453.765	274.025.401	231.382.009	291.695.524	220.050.591	98.151.848	128.819.970	128.999	80.005.318	1.412.529.295	1.419.592.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	50.799.197	25.743.837	82.665.580	74.601.162	268.327.175	148.963.775	125.810.282	43.984.648	2.816.294	890.087	(418.721.603)	89.771.239	111.696.925	204.412.270
Otras provisiones corrientes	39.329.693	46.172.778	29.647.512	49.361.942	-	1.162.162	15.953.129	12.139.002	11.228.639	9.746.774	-	-	96.158.973	118.582.658
Pasivos por impuestos corrientes	27.265.459	105.209.644	9.062.513	18.177.602	25.248.979	37.120.694	35.283.334	82.533.687	16.282.877	12.106.758	-	-	113.143.162	255.148.385
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	7.709.315	1.344.873	28.554.310	29.291.982	22.763.976	22.015.398	12.898.476	10.293.183	16.700.064	13.903.413	-	-	88.626.141	76.848.849
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.366.950.053	1.082.782.610	147.716.185	131.441.625	939.153.458	805.923.465	1.385.986.899	1.209.708.575	566.146.449	525.169.451	(65.524.494)	66.085.979	4.340.428.550	3.688.939.747
Otros pasivos financieros no corrientes	1.081.927.829	834.174.804	43.031.243	19.263.284	594.423.140	511.762.232	1.283.727.001	1.097.771.137	364.951.244	327.277.654	-	-	3.368.060.457	2.790.249.111
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	6.737.743	126.137	36.793.578	22.937.741	-	-	-	-	-	-	43.531.321	23.063.878
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	38.387.199	36.317.667	-	-	-	-	-	-	(38.387.199)	36.317.667	-	-
Otras provisiones no corrientes	21.332.704	23.983.651	7.300.237	13.647.279	169.176.525	142.210.556	8.835.145	10.688.183	3.709.284	3.437.684	-	-	210.353.895	193.967.353
Pasivo por impuestos diferidos	198.953.158	176.873.577	12.224.773	18.926.410	19.145.348	21.675.958	12.466.797	23.901.959	186.875.157	183.877.298	(15.205.967)	29.768.312	414.459.266	395.486.890
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	44.038.794	43.056.906	8.610.387	9.640.282	119.272.332	106.313.626	80.957.956	77.347.296	2.303.319	2.156.881	-	-	255.182.788	238.514.991
Otros pasivos no financieros no corrientes	20.697.568	4.693.672	31.424.603	33.520.566	342.535	1.023.352	-	-	8.307.445	8.419.934	(11.931.328)	-	48.840.823	47.657.524
PATRIMONIO NETO	9.452.051.716	8.933.687.389	(26.130.218)	86.844.701	1.767.281.019	1.718.777.522	1.485.518.894	1.556.362.265	925.237.664	858.389.101	(4.909.195.398)	4.646.596.117	8.694.763.677	8.507.464.861
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.452.051.716	8.933.687.389	(26.130.218)	86.844.701	1.767.281.019	1.718.777.522	1.485.518.894	1.556.362.265	925.237.664	858.389.101	(4.909.195.398)	4.646.596.117	8.694.763.677	8.507.464.861
Capital emitido	8.130.489.468	7.946.458.335	156.260.023	185.677.463	236.414.814	209.103.124	182.103.535	168.808.967	290.029.426	275.585.129	(3.326.016.541)	3.116.352.293	5.669.280.725	5.669.280.725
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.415.910.468	3.330.989.884	(177.480.350)	113.985.428	112.936.087	315.847.482	518.419.794	657.299.536	225.150.393	218.840.148	(1.221.731.566)	1.595.357.325	2.873.204.826	2.813.634.297
Primas de emisión	365.334.507	365.334.508	-	-	750.659.381	664.870.411	3.913.395	3.627.695	528.022	501.725	(961.675.657)	875.574.691	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(2.459.682.727)	2.709.095.338	(4.909.891)	15.152.666	667.270.737	528.956.505	781.082.170	726.626.067	409.529.823	363.462.099	600.228.366	940.688.192	(2.290.471.694)	(2.473.120.417)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.283.990.172	2.338.910.608
Total Patrimonio Neto y Pasivos	11.230.706.923	10.993.037.202	964.747.886	983.947.372	3.380.603.096	3.032.524.374	3.494.904.099	3.270.655.873	1.693.666.240	1.619.947.503	(5.393.312.496)	4.722.448.017	15.371.315.748	15.177.664.307

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
INGRESOS	944.179.704	789.771.314	240.019.723	507.398.542	1.041.305.764	933.206.200	769.499.375	637.572.444	384.711.248	290.490.885	(284.266)	(838.831)	3.379.431.548	3.157.600.554
Ingresos de actividades ordinarias	935.615.269	782.805.529	166.489.978	302.901.085	948.502.944	856.370.174	750.306.131	620.997.346	372.487.097	283.407.242	(274.242)	(834.482)	3.173.127.177	2.845.646.894
Ventas de energía	865.510.212	724.064.031	135.758.306	294.643.494	881.609.578	782.542.652	698.818.355	575.354.065	350.663.550	271.043.841	(122.700)	(58.460)	2.932.237.301	2.647.589.623
Otras ventas	10.915.459	4.896.161	28.544	135.089	2.619.414	3.071.268	1.624.338	1.405.056	5.468.566	2.774.087	-	-	20.656.321	12.281.661
Otras prestaciones de servicios	59.189.598	53.845.337	30.703.128	8.122.502	64.273.952	70.756.254	49.863.438	44.238.225	16.354.981	9.589.314	(151.542)	(776.022)	220.233.555	185.775.610
Otros ingresos	8.564.435	6.965.785	73.529.745	204.497.457	92.802.820	76.836.026	19.193.244	16.575.098	12.224.151	7.083.643	(10.024)	(4.349)	206.304.371	311.953.660
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(679.060.009)	(509.017.001)	(106.410.296)	(205.847.780)	(672.461.842)	(528.753.018)	(312.293.884)	(239.862.410)	(186.017.283)	(137.762.159)	-	312.378	(1.956.243.314)	(1.620.929.990)
Compras de energía	(407.776.800)	(291.735.770)	(82.568.415)	(96.183.967)	(486.735.629)	(301.962.474)	(203.944.599)	(136.822.531)	(109.951.951)	(84.836.709)	1.505.561	2.052.583	(1.289.471.833)	(909.488.868)
Consumo de combustible	(165.260.242)	(123.264.803)	(19.130.616)	(105.428.471)	(24.999.780)	(25.468.668)	(14.540.530)	(19.846.127)	(39.665.599)	(26.966.753)	-	-	(263.596.767)	(300.974.822)
Gastos de transporte	(92.401.227)	(82.701.695)	(960.918)	(895.865)	(40.375.141)	(38.594.774)	(62.266.203)	(55.157.477)	(15.270.936)	(10.709.109)	(1.505.561)	(2.052.583)	(212.779.986)	(190.111.503)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(13.621.740)	(11.314.733)	(3.750.347)	(3.339.477)	(120.351.292)	(162.727.102)	(31.542.552)	(28.036.275)	(21.128.797)	(15.249.588)	-	312.378	(190.394.728)	(220.354.797)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	265.119.695	280.754.313	133.609.427	301.550.762	368.843.922	404.453.182	457.205.491	397.710.034	198.693.965	152.728.726	(284.266)	(526.453)	1.423.188.234	1.536.670.564
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	7.495.493	6.386.143	11.987.786	8.693.989	5.417.951	6.992.994	4.864.444	4.043.844	1.875.741	1.785.741	-	-	31.427.277	27.902.711
Gastos por beneficios a los empleados	(64.332.421)	(61.571.342)	(81.872.119)	(76.016.387)	(52.561.264)	(50.170.843)	(26.976.669)	(25.099.502)	(21.237.440)	(17.141.303)	-	-	(246.979.913)	(239.999.377)
Otros gastos, por naturaleza	(58.522.853)	(50.180.593)	(73.028.433)	(66.472.079)	(87.414.494)	(77.265.278)	(39.747.152)	(34.623.438)	(22.481.137)	(19.383.487)	284.266	526.453	(280.909.803)	(247.398.422)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	149.759.914	175.388.521	(9.303.339)	167.756.285	234.286.115	284.010.055	395.346.114	342.030.938	156.636.991	117.989.677	-	-	926.725.795	1.087.175.476
Gasto por depreciación y amortización	(61.461.238)	(60.672.618)	(17.255.536)	(18.338.153)	(57.182.051)	(46.600.322)	(54.512.194)	(49.949.302)	(35.771.264)	(30.868.568)	776.252	813.943	(225.406.031)	(205.615.020)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(245.323)	(2.914.767)	(1.090.506)	(696.098)	(18.185.916)	(11.693.077)	(509.482)	(129.562)	(1.006.537)	(497.080)	-	-	(21.037.764)	(15.930.584)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	88.053.353	111.801.136	(27.649.381)	148.722.034	158.918.148	225.716.656	340.324.438	291.952.074	119.859.190	86.624.029	776.252	813.943	680.282.000	865.629.872
RESULTADO FINANCIERO	(16.222.050)	(22.322.454)	(83.369.515)	(8.403.559)	(75.696.689)	1.428.829	(29.912.237)	(26.204.903)	(6.141.385)	(12.523.711)	6.681.646	3.147.269	(204.660.230)	(64.878.529)
Ingresos financieros	34.490.550	22.101.396	8.278.193	31.150.622	41.739.163	62.873.080	8.177.580	7.602.065	1.872.355	1.635.062	(4.676.064)	(1.151.223)	89.861.777	124.211.002
Costos financieros	(38.995.996)	(56.036.293)	(41.418.717)	(23.753.708)	(121.747.204)	(64.435.109)	(38.001.803)	(33.954.426)	(8.027.443)	(10.482.881)	4.675.584	1.151.225	(243.515.579)	(187.511.192)
Resultados por Unidades de Reajuste	(4.761.525)	(163.853)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.761.525)	(163.853)
Diferencias de cambio	(6.955.079)	11.776.296	(50.228.991)	(15.800.473)	4.311.352	2.990.858	(88.014)	147.458	13.703	(3.675.892)	6.682.126	3.147.267	(46.264.903)	(1.414.486)
Positivas	37.825.652	37.312.321	13.460.662	6.014.410	9.622.052	5.912.127	604.364	424.382	1.883.392	2.561.664	(9.820.331)	(6.144.113)	53.575.791	46.080.791
Negativas	(44.780.731)	(25.536.025)	(63.689.653)	(21.814.883)	(5.310.700)	(2.921.269)	(692.378)	(276.924)	(1.869.689)	(6.237.556)	16.502.457	9.291.380	(99.840.694)	(47.495.277)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.650.204	10.303.607	8.500	17.678	-	-	1.453.222	74.681	-	-	-	-	10.111.926	10.395.966
Otras ganancias (pérdidas)	26.732.092	6.534.677	711.069	749.331	-	-	20.093	74.567	28.295	80.195	-	-	27.491.549	7.438.770
Resultado de Otras Inversiones	21.644.628	111.075	711.069	749.331	-	-	-	-	-	-	-	-	22.355.697	860.406
Resultados en Ventas de Activos	5.087.464	6.423.602	-	-	-	-	-	74.567	28.295	80.195	-	-	5.135.852	6.578.364
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	107.213.599	106.316.966	(110.299.327)	141.085.484	83.221.459	227.145.485	311.885.516	265.896.419	113.746.100	74.180.513	7.457.898	3.961.212	513.225.245	818.586.079
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(24.618.470)	(67.110.260)	7.026.306	(22.875.665)	(14.696.137)	(51.739.738)	(100.934.356)	(89.207.473)	(36.766.474)	(25.346.706)	-	-	(169.989.131)	(256.279.842)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	82.595.129	39.206.706	(103.273.021)	118.209.819	68.525.322	175.405.747	210.951.160	176.688.946	76.979.626	48.833.807	7.457.898	3.961.212	343.236.114	562.306.237
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	82.595.129	39.206.706	(103.273.021)	118.209.819	68.525.322	175.405.747	210.951.160	176.688.946	76.979.626	48.833.807	7.457.898	3.961.212	343.236.114	562.306.237
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	82.595.129	39.206.706	(103.273.021)	118.209.819	68.525.322	175.405.747	210.951.160	176.688.946	76.979.626	48.833.807	7.457.898	3.961.212	343.236.114	562.306.237
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	191.273.359	322.356.028
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151.962.755	239.950.209

34.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	576.743.583	511.796.884	92.499.429	107.811.492	222.516.265	139.953.310	351.056.827	321.118.495	141.170.964	137.682.054	(92.506.542)	(62.132.141)	1.291.480.526	1.156.230.094	
Efectivo y equivalentes al efectivo	51.790.231	56.780.323	14.006.078	16.276.593	95.566.719	34.172.561	167.251.825	227.781.003	28.610.344	39.012.017	-	-	357.225.197	374.022.497	
Otros activos financieros corrientes	22.337.467	23.956.079	-	-	36.869.167	26.631.685	76.881.437	59.041	-	121.357	-	-	136.088.071	50.768.162	
Otros activos no financieros, corriente	12.729.361	2.104.085	5.115.205	4.163.710	8.176.866	12.892.720	7.516.037	7.825.842	27.835.135	31.126.566	-	-	61.372.604	58.112.923	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	156.489.429	145.157.387	37.843.090	48.084.728	35.068.089	30.064.544	71.592.910	54.561.960	40.363.730	27.945.880	(55.186)	278.427	341.302.062	306.092.926	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	167.267.249	116.673.985	25.128.270	28.288.101	42.816.462	33.710.120	9.921.444	13.527.398	19.858.270	16.361.453	(92.451.356)	(62.410.568)	172.540.339	146.150.489	
Inventarios corrientes	34.732.895	14.662.964	2.637.711	3.015.290	27.184	24.335	16.252.892	15.841.374	21.752.192	19.731.805	-	-	75.402.874	53.275.768	
Activos por impuestos corrientes, corriente	131.396.951	152.462.061	7.769.075	7.983.070	3.991.778	2.457.345	1.640.282	1.521.877	2.751.293	3.382.976	-	-	147.549.379	167.807.329	
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 NO CORRIENTES	4.423.819.425	4.010.150.837	299.860.399	328.620.769	523.542.370	466.450.794	1.942.044.480	1.712.544.281	876.939.068	850.389.930	(1.283.268.310)	(978.261.181)	6.782.937.432	6.389.895.430	
Otros activos financieros no corrientes	2.984.187	2.759.880	29.199	34.697	1	1	1.366.795	1.260.169	9.719	6.692	-	-	4.389.901	4.061.439	
Otros activos no financieros no corrientes	42.847	41.506	2.375.179	495.445	34.951.950	24.179.550	-	-	-	-	-	(407.692)	37.369.976	24.308.809	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	147.046.728	156.318.116	8.827.809	7.818.925	3.648.652	3.509.648	-	-	-	-	159.523.189	167.646.689	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	34.058.761	31.832.066	-	-	-	-	(34.058.761)	(31.832.066)	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.932.377.104	1.739.823.985	2.015.557	2.402.684	10.687.672	9.466.233	-	-	49.276.830	49.498.978	(1.337.127.812)	(1.031.041.733)	657.229.351	770.150.147	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15.296.717	14.551.065	71.901	91.877	3.030.085	2.556.250	25.332.217	24.751.366	10.315.424	9.892.423	-	-	54.046.344	51.842.981	
Plusvalía	29.797	-	1.325.308	1.574.810	-	-	5.624.366	5.213.756	9.356.644	8.287.322	87.918.263	85.020.310	104.254.378	100.096.198	
Propiedades, planta y equipo	2.450.012.776	2.249.838.283	137.723.344	152.164.545	391.661.067	352.672.949	1.842.775.579	1.618.190.483	807.980.451	782.704.515	-	-	5.630.153.217	5.155.570.775	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	23.075.997	3.136.118	9.273.183	15.538.595	40.325.025	37.924.820	63.296.871	59.618.859	-	-	-	-	135.971.076	116.218.392	
TOTAL ACTIVOS	5.000.563.008	4.521.947.721	392.359.828	436.432.261	746.058.635	606.404.104	2.293.101.307	2.033.662.776	1.018.110.032	988.071.984	(1.375.774.852)	(1.040.393.322)	8.074.417.958	7.546.125.524	

Pais	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	567.951.743	668.592.085	318.180.904	318.877.246	227.058.932	154.314.125	360.590.076	229.570.428	100.159.673	121.170.978	(92.596.970)	12.105.476	1.481.344.358	1.504.630.338
Otros pasivos financieros corrientes	30.346.553	124.569.707	175.731.719	177.557.360	8.231.418	7.263.176	120.743.950	65.753.442	33.965.380	35.770.544	-	-	369.019.020	410.914.229
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	162.084.659	218.072.454	49.054.593	54.317.047	45.506.932	43.068.218	124.541.062	71.066.492	49.341.412	69.660.662	(46.818)	29.738.142	430.481.840	485.923.015
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	329.777.186	256.312.820	81.856.796	73.534.329	161.892.957	94.607.913	79.724.237	28.331.191	1.665.089	951.459	(92.550.152)	(17.632.666)	562.366.113	436.105.046
Otras provisiones corrientes	24.287.314	27.648.806	729.496	1.777.176	-	-	8.340.868	12.139.002	2.592.290	3.481.855	-	-	35.949.968	45.046.839
Pasivos por impuestos corrientes	14.968.485	41.456.080	6.008.164	6.809.177	8.532.463	6.898.694	22.835.309	50.014.588	8.280.142	7.706.070	-	-	60.624.563	112.884.609
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	6.487.546	532.218	4.800.136	4.882.157	2.895.162	2.476.124	4.404.650	2.265.713	4.315.360	3.600.388	-	-	22.902.854	13.756.600
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.038.442.866	771.344.735	103.862.390	104.952.969	27.949.908	26.868.554	1.030.652.936	864.631.943	307.842.774	304.848.189	(33.796.904)	(32.111.507)	2.474.953.970	2.040.534.883
Otros pasivos financieros no corrientes	815.828.697	574.924.357	18.654.095	12.954.207	19.652.870	19.711.499	993.069.274	828.381.968	160.735.587	164.199.904	-	-	2.007.940.523	1.600.171.935
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	95.223	126.137	-	6	-	-	-	-	-	-	95.223	126.143
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	38.387.199	36.317.666	-	-	-	-	-	-	(33.972.400)	(32.111.507)	4.414.799	4.206.159
Otras provisiones no corrientes	17.934.263	17.426.844	-	5.389.574	7.965.168	6.795.372	2.648.412	738.840	3.479.022	3.223.572	-	-	32.026.865	33.574.202
Pasivo por impuestos diferidos	181.114.913	159.958.131	12.224.773	18.926.410	-	-	12.466.797	13.991.943	142.962.036	136.787.298	-	-	348.768.519	329.663.782
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.773.776	15.360.428	3.076.497	3.276.309	-	-	22.468.453	21.519.192	666.129	637.415	-	-	41.984.855	40.793.344
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.791.217	3.674.975	31.424.603	27.962.666	331.870	361.677	-	-	-	-	175.496	-	39.723.186	31.999.318
PATRIMONIO NETO	3.394.168.399	3.082.010.901	(29.683.466)	12.602.046	491.049.795	425.221.425	901.858.295	939.460.405	610.107.585	562.052.817	(1.249.380.978)	(1.020.387.291)	4.118.119.630	4.000.960.303
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.394.168.399	3.082.010.901	(29.683.466)	12.602.046	491.049.795	425.221.425	901.858.295	939.460.405	610.107.585	562.052.817	(1.249.380.978)	(1.020.387.291)	4.118.119.630	4.000.960.303
Capital emitido	2.047.834.782	1.863.803.648	63.673.820	75.661.025	126.390.124	111.945.652	178.227.389	165.215.801	212.212.188	201.643.413	(1.156.860.330)	(958.973.815)	1.471.477.973	1.459.295.724
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.381.939.229	1.446.722.329	(77.019.920)	(64.632.839)	126.312.830	171.051.337	476.262.805	543.834.488	128.910.939	134.872.574	(8.178.072)	(168.829.313)	2.028.227.811	2.063.018.576
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	528.022	501.725	-	-	206.536.579	206.510.282
Otras reservas	(241.614.169)	(434.523.633)	(16.337.366)	1.573.860	238.346.841	142.224.436	247.368.101	230.410.116	268.456.436	225.035.105	(84.342.576)	107.415.837	411.877.267	272.135.721
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.000.563.008	4.521.947.721	392.359.828	436.432.261	746.058.635	606.404.104	2.293.101.307	2.033.662.776	1.018.110.032	988.071.984	(1.375.774.852)	(1.040.393.322)	8.074.417.958	7.546.125.524

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	551.285.173	419.741.846	83.424.652	163.658.738	226.378.303	179.104.462	360.396.927	310.337.680	191.783.312	139.070.731	(100.823)	(241.544)	1.413.167.544	1.211.671.913
Ingresos de actividades ordinarias	546.936.985	418.393.158	62.584.391	152.959.388	226.376.213	179.104.462	359.145.471	310.139.152	186.581.138	138.416.016	(90.799)	(237.196)	1.381.533.399	1.198.774.980
Ventas de energía	513.913.971	408.640.014	37.743.349	152.951.964	196.305.763	147.250.386	358.865.199	309.783.399	171.352.612	130.562.102	-	-	1.278.180.894	1.149.187.865
Otras ventas	7.043.803	20.173	-	-	-	-	-	-	5.455.713	2.774.150	-	-	12.499.516	2.794.323
Otras prestaciones de servicios	25.929.211	9.732.971	24.841.042	7.424	30.070.450	31.854.076	280.272	355.753	9.772.813	5.079.764	(90.799)	(237.196)	90.852.989	46.792.792
Otros ingresos	4.348.188	1.348.688	20.840.261	10.699.350	2.090	-	1.251.456	198.528	5.202.174	654.715	(10.024)	(4.348)	31.634.145	12.896.933
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(425.806.219)	(272.893.453)	(26.622.737)	(122.503.967)	(112.254.137)	(78.665.458)	(105.186.893)	(96.918.542)	(72.206.577)	(50.615.422)	-	-	(742.076.563)	(621.596.842)
Compras de energía	(175.055.817)	(82.566.078)	(3.339.115)	(13.444.986)	(77.035.251)	(30.934.547)	(44.039.700)	(36.821.372)	(7.198.774)	(8.042.919)	1.505.561	2.052.582	(305.163.096)	(169.757.320)
Consumo de combustible	(165.257.965)	(123.263.346)	(19.130.616)	(105.428.471)	(24.999.781)	(25.468.668)	(14.540.529)	(19.846.127)	(39.665.599)	(26.966.753)	-	-	(263.594.490)	(300.973.365)
Gastos de transporte	(83.762.698)	(67.396.083)	(420.205)	(361.542)	(6.836.717)	(6.711.370)	(32.858.818)	(28.519.287)	(15.355.409)	(10.765.822)	(1.505.561)	(2.052.582)	(140.739.408)	(115.806.686)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(1.729.739)	332.054	(3.732.801)	(3.268.968)	(3.382.388)	(15.550.873)	(13.747.846)	(9.986.795)	(4.839.928)	-	-	-	(32.579.569)	(35.059.471)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	125.478.954	146.848.393	56.801.915	41.154.771	114.124.166	100.439.004	255.210.034	213.419.138	119.576.735	88.455.309	(100.823)	(241.544)	671.090.981	590.075.071
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.858.981	5.081.791	3.095.049	1.415.951	267.755	278.268	2.789.509	2.318.213	208.480	317.627	-	-	11.219.674	9.411.850
Gastos por beneficios a los empleados	(31.703.686)	(32.678.050)	(17.675.969)	(14.909.555)	(6.805.447)	(6.077.450)	(9.574.890)	(8.874.785)	(9.282.065)	(7.140.534)	-	-	(75.042.057)	(69.680.374)
Otros gastos, por naturaleza	(31.732.011)	(24.106.220)	(10.619.731)	(8.559.780)	(5.271.058)	(4.223.840)	(10.370.316)	(9.177.838)	(11.269.368)	(8.714.109)	100.823	241.544	(69.161.661)	(54.540.243)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	66.902.138	95.145.914	31.601.264	19.101.387	102.315.416	90.415.982	238.054.337	197.684.728	99.233.782	72.918.293	-	-	538.106.937	475.266.304
Gasto por depreciación y amortización	(45.990.462)	(45.175.474)	(12.002.303)	(11.781.788)	(13.041.799)	(12.840.646)	(19.933.697)	(18.719.468)	(23.188.537)	(19.492.514)	-	-	(114.156.798)	(108.009.890)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	189.544	-	(82.011)	-	-	-	(188.825)	43.317	(346.570)	(4.863)	-	-	(427.862)	38.454
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	21.101.220	49.970.440	19.516.950	7.319.599	89.273.617	77.575.336	217.931.815	179.008.577	75.698.675	53.420.916	-	-	423.522.277	367.294.868
RESULTADO FINANCIERO	(33.411.453)	(30.832.825)	(65.444.318)	(28.055.672)	8.281.844	2.606.823	(16.819.320)	(15.123.036)	(3.819.905)	(6.785.765)	10.310.479	(1.272.123)	(100.902.673)	(79.462.598)
Ingresos financieros	1.636.005	422.699	1.688.908	1.355.026	10.430.557	6.744.660	4.973.962	3.841.893	522.703	551.257	(4.246.240)	(1.091.969)	15.005.895	11.823.566
Costos financieros	(35.134.261)	(40.375.872)	(16.964.064)	(13.260.007)	(6.206.561)	(6.822.861)	(21.646.399)	(19.173.904)	(4.400.075)	(4.048.199)	4.462.263	1.091.969	(79.889.097)	(82.588.874)
Resultados por Unidades de Reajuste	2.608.918	(135.279)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.608.918	(135.279)
Diferencias de cambio	(2.522.115)	9.255.627	(50.169.162)	(16.150.691)	4.057.848	2.685.024	(146.883)	208.975	57.467	(3.288.823)	10.094.456	(1.272.123)	(38.628.389)	(8.562.011)
Positivas	11.962.177	15.934.910	12.333.316	5.351.571	9.041.424	5.507.700	434.659	373.159	1.236.555	2.094.488	(3.391.396)	(5.246.164)	31.616.735	24.015.664
Negativas	(14.484.292)	(6.679.283)	(62.502.478)	(21.502.262)	(4.983.576)	(2.822.676)	(581.542)	(164.184)	(1.179.088)	(5.383.311)	13.485.852	3.974.041	(70.245.124)	(32.577.675)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	8.655.425	10.303.607	(6.727)	17.678	-	-	-	-	-	-	-	-	8.648.698	10.321.285
Otras ganancias (pérdidas)	21.644.628	2.643.513	711.069	749.331	-	-	(52)	179.510	20.151	(187.489)	-	-	22.375.796	3.384.865
Resultado de Otras Inversiones	21.644.628	111.075	711.069	749.331	-	-	-	-	-	-	-	-	22.355.697	860.406
Resultados en Ventas de Activos	-	2.532.438	-	-	-	-	(52)	179.510	20.151	(187.489)	-	-	20.099	2.524.459
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	17.989.820	32.084.735	(45.223.026)	(19.969.064)	97.555.461	80.182.159	201.112.443	164.065.051	71.898.921	46.447.662	10.310.479	(1.272.123)	353.644.098	301.538.420
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(2.878.444)	(15.881.575)	3.049.205	(2.012.998)	(16.131.023)	(9.263.875)	(62.686.970)	(53.414.380)	(24.429.577)	(17.170.068)	-	-	(103.076.809)	(97.742.896)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	15.111.376	16.203.160	(42.173.821)	(21.982.062)	81.424.438	70.918.284	138.425.473	110.650.671	47.469.344	29.277.594	10.310.479	(1.272.123)	250.567.289	203.795.524
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	15.111.376	16.203.160	(42.173.821)	(21.982.062)	81.424.438	70.918.284	138.425.473	110.650.671	47.469.344	29.277.594	10.310.479	(1.272.123)	250.567.289	203.795.524
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	15.111.376	16.203.160	(42.173.821)	(21.982.062)	81.424.438	70.918.284	138.425.473	110.650.671	47.469.344	29.277.594	10.310.479	(1.272.123)	250.567.289	203.795.524
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

b) Distribución

Linea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	247.274.416	192.097.248	248.291.203	217.226.660	465.149.234	413.137.593	189.832.692	286.639.350	101.783.407	106.049.491	(22.088.499)	(3.541.399)	1.230.242.453	1.211.608.943	
Efectivo y equivalentes al efectivo	12.115.457	22.774.490	1.973.304	8.696.329	36.432.125	65.536.627	44.317.219	116.480.956	19.812.319	41.802.393	-	-	114.650.424	255.290.795	
Otros activos financieros corrientes	25.099	309.009	-	-	4.304.970	16.895.101	-	72.924.655	-	3.941.104	-	-	4.330.069	94.069.869	
Otros activos no financieros, corriente	3.842.116	1.793.463	958.458	1.181.675	91.714.829	71.204.617	2.913.862	3.591.691	2.285.557	2.013.596	-	-	101.714.822	79.785.042	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	181.149.820	149.400.234	213.092.860	195.835.234	314.316.782	248.214.780	120.514.630	86.878.811	64.424.620	49.200.081	12.027	2.968	893.510.739	729.532.108	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	46.942.233	15.082.952	316.406	757.342	22.744	22.750	3.107.720	2.735.244	6.380.466	3.156.941	(22.100.526)	(3.544.367)	34.669.043	18.210.862	
Inventarios corrientes	2.311.316	2.516.897	17.707.538	5.186.645	2.633.057	2.495.125	6.569.797	4.027.993	8.860.316	5.445.164	-	-	38.082.024	19.671.824	
Activos por impuestos corrientes, corriente	888.375	220.203	14.242.637	5.569.435	15.724.727	8.768.593	12.409.464	-	20.129	490.212	-	-	43.285.332	15.048.443	
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 NO CORRIENTES	1.226.980.857	1.210.687.967	285.746.779	284.575.650	1.990.970.859	1.748.919.068	1.023.784.428	965.222.710	532.477.065	487.752.639	-	-	5.059.959.988	4.697.158.034	
Otros activos financieros no corrientes	26.323	22.728	47.392	61.181	465.345.163	452.494.316	7.706	7.143	-	-	-	-	465.426.584	452.585.368	
Otros activos no financieros no corrientes	233.821	319.503	404.608	480.779	61.210.908	58.799.681	-	-	-	-	-	-	61.849.337	59.599.963	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.236.797	6.055.189	1.268.891	1.668.894	40.129.374	34.859.235	12.899.592	11.995.821	-	-	-	-	61.534.654	54.579.139	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	434.958	-	-	-	-	-	-	-	-	-	434.958	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	562.800.623	552.161.023	18.694	21.641	-	-	36.965.989	33.085.547	-	-	-	-	599.785.306	585.268.211	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.906.203	13.175.169	2.531.054	2.644.331	1.214.200.825	1.052.932.113	18.939.509	18.832.051	4.058.245	3.788.645	-	-	1.252.635.836	1.091.372.309	
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	107.510.626	95.223.794	-	-	-	-	-	-	109.751.104	97.464.272	
Propiedades, planta y equipo	641.332.042	636.528.765	281.041.182	279.698.824	23.088.132	20.065.773	929.759.566	864.965.468	528.418.820	483.963.994	-	-	2.403.639.742	2.285.222.824	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	204.570	185.112	-	-	79.485.831	34.544.156	25.212.066	36.336.680	-	-	-	-	104.902.467	71.065.948	
TOTAL ACTIVOS	1.474.255.273	1.402.785.215	534.037.982	501.802.310	2.456.120.093	2.162.056.661	1.213.617.120	1.251.862.060	634.260.472	593.802.130	(22.088.499)	(3.541.399)	6.290.202.441	5.908.766.977	

Pais	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	178.836.324	228.651.495	525.178.170	446.887.893	412.107.883	310.263.199	274.622.556	289.883.566	106.933.725	119.780.608	(22.088.499)	(3.541.399)	1.475.590.159	1.391.925.362
Otros pasivos financieros corrientes	1.717.569	131.149	8.568.529	8.217.233	75.571.670	59.916.172	21.013.610	69.830.480	23.137.025	35.151.405	-	-	130.008.403	173.246.439
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	69.231.192	91.503.470	459.552.446	353.750.483	225.762.932	183.064.393	167.154.461	148.984.098	47.748.487	56.271.577	12.248	646	969.461.766	833.574.667
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	88.867.895	111.091.592	1.334.458	1.566.103	79.666.578	20.234.079	57.900.373	30.522.419	7.108.690	7.452.597	(22.100.747)	(3.542.045)	212.777.247	167.324.745
Otras provisiones corrientes	6.863.017	8.775.352	28.918.015	47.584.766	-	1.162.162	7.612.261	-	8.636.349	6.264.920	-	-	51.829.642	63.787.200
Pasivos por impuestos corrientes	11.428.676	16.612.912	3.050.548	11.359.482	13.939.025	28.512.477	12.448.025	32.519.099	7.998.148	4.396.429	-	-	48.864.422	93.400.399
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	927.975	537.020	23.754.174	24.409.826	17.167.678	17.373.916	8.493.826	8.027.470	12.305.026	10.243.680	-	-	62.648.679	60.591.912
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	52.740.814	43.735.684	43.853.795	26.488.657	884.914.254	772.314.235	355.333.964	345.076.634	251.671.310	213.494.034	-	-	1.588.514.137	1.401.109.244
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	24.377.148	6.309.078	574.770.270	492.050.733	290.657.727	269.389.169	204.215.656	163.077.749	-	-	1.094.020.801	930.826.729
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	6.642.520	-	36.792.637	22.937.735	-	-	-	-	-	-	43.435.157	22.937.735
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	3.398.440	6.556.806	7.300.237	8.257.705	154.072.575	129.252.556	6.186.734	9.949.344	230.262	214.112	-	-	171.188.248	154.230.523
Pasivo por impuestos diferidos	17.838.245	16.820.903	-	-	-	21.675.958	-	9.910.017	43.913.121	47.089.999	-	-	61.751.366	95.496.877
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.634.639	19.385.185	5.533.890	6.363.973	119.272.332	106.313.626	58.489.503	55.828.104	1.637.191	1.519.466	-	-	203.567.555	189.410.354
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.869.490	972.790	-	5.557.901	6.440	83.627	-	-	1.675.080	1.592.708	-	-	14.551.010	8.207.026
PATRIMONIO NETO	1.242.678.135	1.130.398.036	(34.993.983)	28.425.760	1.159.097.956	1.079.479.227	583.660.600	616.901.860	275.655.437	260.527.488	-	-	3.226.098.145	3.115.732.371
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.242.678.135	1.130.398.036	(34.993.983)	28.425.760	1.159.097.956	1.079.479.227	583.660.600	616.901.860	275.655.437	260.527.488	-	-	3.226.098.145	3.115.732.371
Capital emitido	367.928.683	367.928.681	58.257.302	69.224.795	437.371.633	387.386.697	3.876.146	3.593.166	39.670.594	37.694.885	-	-	907.104.358	865.828.224
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.189.416.899	1.134.938.013	(95.594.752)	(43.583.682)	49.032.387	202.932.488	42.156.989	113.465.048	95.980.271	87.345.984	-	-	1.280.991.794	1.495.097.851
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	3.913.395	3.627.695	-	-	-	-	4.479.697	4.193.997
Otras reservas	(315.233.749)	(373.034.960)	2.343.467	2.784.647	672.693.936	489.160.042	533.714.070	496.215.951	140.004.572	135.486.619	-	-	1.033.522.296	750.612.299
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.474.255.273	1.402.785.215	534.037.982	501.802.310	2.456.120.093	2.162.056.661	1.213.617.120	1.251.862.060	634.260.472	593.802.130	(22.088.499)	(3.541.399)	6.290.202.441	5.908.766.977

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2013 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	524.504.987	471.267.377	156.690.360	343.753.503	881.224.893	811.480.926	471.369.076	412.323.102	234.209.596	192.946.040	-	-	2.267.998.902	2.231.770.948
Ingresos de actividades ordinarias	521.087.688	465.904.930	103.918.414	149.955.396	788.424.162	734.644.900	453.348.597	395.811.177	227.130.958	186.468.893	-	-	2.093.909.819	1.932.785.296
Ventas de energía	475.440.439	411.027.390	98.027.783	141.705.228	753.527.261	695.268.326	388.833.928	338.000.955	220.487.368	181.928.083	-	-	1.936.316.779	1.768.929.882
Otras ventas	2.721.908	3.133.695	28.544	135.089	-	-	1.624.338	-	1.405.056	(63)	-	-	4.387.643	4.673.777
Otras prestaciones de servicios	42.925.341	51.743.845	5.862.087	8.115.079	34.896.901	39.376.574	62.890.331	55.405.166	6.630.737	4.540.873	-	-	153.205.397	159.181.537
Otros ingresos	3.417.299	5.362.447	52.771.946	193.798.107	92.800.731	76.836.026	18.020.479	16.511.925	7.078.628	6.477.147	-	-	174.089.083	298.985.652
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(389.140.154)	(342.231.629)	(79.797.750)	(83.354.026)	(628.116.535)	(509.177.148)	(269.156.799)	(227.978.537)	(155.028.022)	(128.650.337)	-	-	(1.521.239.260)	(1.291.391.677)
Compras de energía	(354.863.888)	(302.992.870)	(79.239.492)	(82.749.194)	(477.923.824)	(331.003.988)	(209.285.646)	(173.416.790)	(143.886.020)	(118.240.877)	-	-	(1.265.198.870)	(1.008.403.519)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(22.610.181)	(27.803.494)	(540.712)	(534.323)	(34.105.940)	(32.357.801)	(42.002.783)	-	-	-	-	-	(99.259.616)	(98.884.539)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(11.666.085)	(11.435.265)	(17.546)	(70.509)	(116.086.771)	(145.815.359)	(17.868.370)	(16.372.826)	(11.142.002)	(10.409.660)	-	-	(156.780.774)	(184.103.819)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	135.364.833	129.035.748	76.892.610	260.399.477	253.108.358	302.303.778	202.212.277	184.344.565	79.181.564	64.295.703	-	-	746.759.642	940.379.271
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.636.613	1.304.352	8.892.736	7.278.038	5.150.196	6.714.726	2.074.936	1.725.631	1.410.193	1.468.114	-	-	20.164.674	18.490.861
Gastos por beneficios a los empleados	(15.979.806)	(14.215.993)	(64.196.150)	(61.106.832)	(41.033.117)	(40.626.059)	(17.401.779)	(16.224.717)	(11.703.573)	(9.930.329)	-	-	(150.314.425)	(142.103.930)
Otros gastos, por naturaleza	(32.105.279)	(30.237.096)	(62.446.420)	(57.634.871)	(80.605.037)	(72.700.765)	(29.627.995)	(25.551.960)	(11.163.486)	(10.395.125)	-	-	(215.948.217)	(196.519.817)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	89.916.361	85.887.011	(40.857.224)	148.935.812	136.620.400	195.691.680	157.257.439	144.293.519	57.724.698	45.438.363	-	-	400.661.674	620.246.385
Gasto por depreciación y amortización	(13.372.977)	(13.422.364)	(5.253.233)	(6.556.365)	(44.049.279)	(33.631.964)	(34.566.171)	(31.215.737)	(12.878.827)	(11.649.396)	-	-	(110.120.487)	(96.475.826)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(434.866)	(2.914.767)	(1.008.495)	(896.098)	(18.185.916)	(11.693.077)	(320.658)	(172.879)	(659.967)	(492.217)	-	-	(20.609.902)	(15.969.038)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	76.108.518	69.549.880	(47.118.952)	141.683.349	74.385.205	150.366.639	122.370.610	112.904.903	44.185.904	33.296.750	-	-	269.931.285	507.801.521
RESULTADO FINANCIERO	1.325.713	1.469.081	(18.387.901)	17.682.173	(95.761.372)	(10.269.943)	(13.082.859)	(11.071.000)	(2.689.870)	(5.868.333)	(531.451)	17.237	(129.127.740)	(8.040.785)
Ingresos financieros	4.062.149	3.820.496	6.564.848	29.767.177	22.694.775	50.066.715	3.211.007	3.770.892	1.385.413	1.015.992	-	-	37.918.192	88.441.272
Costos financieros	(1.589.953)	(3.150.441)	(24.375.723)	(12.208.515)	(118.796.101)	(60.363.376)	(16.352.735)	(14.780.436)	(4.071.740)	(6.681.676)	-	-	(165.186.252)	(97.184.444)
Resultados por Unidades de Reajuste	135.865	254.027	-	-	-	-	-	-	-	135.865	-	-	254.027	-
Diferencias de cambio	(1.282.348)	544.999	(577.026)	123.511	339.954	26.718	58.869	(61.456)	(3.543)	(202.649)	(531.451)	17.237	(1.995.545)	448.360
Positivas	1.270.873	1.424.364	549.187	412.965	372.622	124.406	169.705	51.284	394.780	385.438	(758.731)	(203.510)	1.998.436	2.194.947
Negativas	(2.553.221)	(879.365)	(1.126.213)	(289.454)	(32.668)	(97.688)	(110.836)	(112.740)	(398.323)	(588.087)	227.280	220.747	(3.993.981)	(1.746.587)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	15.227	-	-	-	1.453.222	74.681	-	-	-	-	1.468.449	74.681
Otras ganancias (pérdidas)	-	(6.715)	-	-	-	-	20.145	(104.943)	8.144	267.684	-	-	28.289	156.026
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	(6.715)	-	-	-	-	20.145	(104.943)	8.144	267.684	-	-	28.289	156.026
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	77.434.231	71.012.246	(65.491.626)	159.365.522	(21.376.167)	140.096.696	110.761.118	101.803.641	41.504.178	27.696.101	(531.451)	17.237	142.300.283	499.991.443
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(15.592.958)	(18.190.246)	4.166.242	(20.244.754)	22.502.360	(39.657.350)	(38.239.408)	(35.793.190)	(12.136.752)	(8.117.503)	-	-	(39.300.516)	(122.003.043)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	61.841.273	52.822.000	(61.325.384)	139.120.768	1.126.193	100.439.346	72.521.710	66.010.451	29.367.426	19.578.598	(531.451)	17.237	102.999.767	377.988.400
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	61.841.273	52.822.000	(61.325.384)	139.120.768	1.126.193	100.439.346	72.521.710	66.010.451	29.367.426	19.578.598	(531.451)	17.237	102.999.767	377.988.400
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	61.841.273	52.822.000	(61.325.384)	139.120.768	1.126.193	100.439.346	72.521.710	66.010.451	29.367.426	19.578.598	(531.451)	17.237	102.999.767	377.988.400
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora														
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras														

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

35.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de junio de			Liberación de garantías						
				Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2014	dic-13	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos	
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	17.810.607	M\$	77.655.024	73.830.430	-	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	7.344.782	M\$	3.172.770	3.147.660	-	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$	-	M\$	-	521.832	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Chile	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cte.	M\$	717.322	M\$	671.746	796.448	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Asociada	Prenda	Acciones	M\$	1.581.870	M\$	105.218.080	102.302.517	-	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	36.442.253	M\$	57.521.952	56.138.756	-	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	6.981.583	M\$	192.923.389	178.884.259	-	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	12.102.834	M\$	100.233.234	101.052.930	-	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	163.008.517	M\$	22.969.638	25.461.857	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2014 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 26.810.959.242 (M\$ 21.519.992.247 al 30 de junio de 2013).

35.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de junio de			Liberación de garantías					
			Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2014	dic-13	2015	Activos	2016	Activos	2017	
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	-	M\$	-	4.692.397	-	-	-	-	-	-

35.3 Litigios y arbitrajes.

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

1.- En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. M\$ 721.121.085.); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600, en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo.

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

finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaração (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.074 millones (aprox. M\$ 269.781.282).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso recursos, entre ellos un recurso extraordinario. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la demandante presentó el Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Se celebró una audiencia de conciliación entre las partes sin éxito. Se está a la espera que se resuelvan los recursos presentados por ellas.. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$56 millones (aprox. M\$ 14.066.808).

4.- En 1996, cuarenta y cinco trabajadores de la empresa brasileña de distribución Ampla presentaron un recurso, por medio del cual solicitaron la reincorporación a sus puestos de trabajo. Ampla obtuvo sentencia favorable en el año 2003. El Tribunal Superior de Trabalho (TST) reconoció que la jubilación anticipada extinguía el contrato de trabajo. Posteriormente, sobre la base de algunos pronunciamientos jurisprudenciales que reconocían que la adhesión a los programas de jubilación anticipada voluntaria no extinguía el contrato de trabajo, los

trabajadores presentaron una "demanda rescisoria" ante el TST. Los demandantes, desvinculados de Ampla, pretenden su reintegro a la misma y que se les aplique la garantía de estabilidad con base en una resolución normativa de la antigua Secretaría de Energía del Estado de Río de Janeiro. La defensa de Ampla se sustenta en la inconstitucionalidad de esta última resolución y la consiguiente inexistencia del derecho de estabilidad, independientemente de si la prejubilación voluntaria extingue o no el contrato de trabajo. En cuanto al proceso, Ampla alegó la caducidad del derecho de los demandantes para presentar esta demanda rescisoria, lo que fue admitido, siendo anulada la resolución que había determinado el reintegro de los demandantes en Ampla. En contra de lo anterior, los demandantes interpusieron un recurso extraordinario ante el Supremo Tribunal Federal, el cual no fue admitido. Este rechazo fue recurrido por los demandantes en agosto de 2013 y se encuentra actualmente pendiente el conocimiento de estos recursos. La cuantía de este juicio es de R\$ 132 millones (aprox. M\$ 33.157.476).

5.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a la filial brasilera de distribución Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. Estos procesos se encuentran en primera instancia a la espera de que se dicte sentencia. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, AMPLA interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$162 millones (aprox. M\$ 40.693.266.)

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

objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. . La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla opuso su defensa con fecha 11 de julio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal, La cuantía asciende a R\$139 millones (aprox. M\$ 34.915.827).

7.- Tras ganar, en definitivo, en 2010 el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla que la amparaba para no pagar COFINS (hasta 2001 en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que por tanto tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión ante el tribunal de Rio de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 159 millones (aprox. M\$ 39.939.687).

8.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que

rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implicará la apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de Ampla (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal, La cuantía asciende a R\$1.042 millones (aprox. M\$ 261.743.106).

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

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Río de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se

aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal, la cual aún no ha sido notificada, y la demanda judicial tendrá su seguimiento. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal., La cuantía asciende a R\$238 millones (aprox. M\$ 59.783.934).

10.- En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acaraú Ltda (Coperva). La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total del juicio corresponde a aprox. R\$160.609.469 (aprox. M\$ 40.343.974). En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó "la ejecución anticipada de condena", definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 4 de abril de 2014 se pronunció sentencia de

primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. En contra de esta sentencia la demandante interpuso embargos de declaración, los que fueron rechazados, quedándole la posibilidad de interponer recurso de apelación..

11.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 29.557.120.) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, en mayo de 2013, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. Esta suspensión fue decretada por el plazo de un año.

12.- En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 130.821.479), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. El proceso se encuentra en primera instancia, a la espera de la dictación del fallo. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- A fines del año 2002 Endesa Fortaleza interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem “Otros Grupos Electrógenos” para así poder acceder a la tasa del 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados

(IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor en la acción principal que le permitió importar los bienes en la aduana con la tasa del 0%, pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza ha obtenido resoluciones favorables en vía administrativa y del Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) (en la acción principal). En 2002 Endesa Fortaleza presentó acción judicial (incidental) que trata del incremento del tipo del impuesto de importación aplicable al grupo electrógeno (de 0% para 14%). En esta acción CGTF también obtuvo éxito en la primera y segunda instancias. La Hacienda Pública ha vuelto a recurrir. Se obtuvo decisión judicial definitiva afirmativa a favor de CGTF, lo cual permitirá la recuperación de depósito judicial de 27 M€ (aprox. M\$ 20.347.991). Se estima que la solicitud de devolución se efectúe a principios del segundo semestre de 2014. Terminado favorable a Endesa Fortaleza.

14.- En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). La compañía presentó recurso ante El consejo de Contribuyentes y actualmente se aguarda su decisión. La cuantía asciende a R\$70 millones aprox. (M\$ 17.583.351).

15.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 880.200.000 EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación.

16.- La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. ESP., la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a

favor de EMGESA. Emgesa S.A. ESP ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpuso recurso de apelación por Emgesa. Cuantía indeterminada.

17.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de esta sociedad. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito. Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al actor el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la UAESP (Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el (DTF) más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 27.918.735), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de ese mismo mes, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa. Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa. Actualmente se está a la espera de que la UAESP envíe el acuerdo al Juzgado 10 Administrativo del Circuito de Bogotá para su formalización, el que deberá contar con la aprobación del juez.

18.- Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. En cuanto al estado procesal, se llevó a cabo audiencia de conciliación, que resultó fracasada. El tribunal decretó auto de pruebas, encontrándose actualmente el juicio en etapa probatoria. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 27.286.200).

19.- La Corte Constitucional de Colombia, en virtud de sus facultades para revisar expedientes de acciones de tutela ya fallados en primera y segunda instancia, seleccionó siete procesos de tutela relacionados al Proyecto El Quimbo, los cuales habían sido resueltos todos a favor de Emgesa, y en los cuales los demandantes pretendían compensación por parte del Proyecto alegando pertenecer a gremios tales como: pescadores artesanales, transportadores, paleros, maestros de obras, constructores y contratistas. Consecuencia de la revisión de estos expedientes, acumulados en un solo proceso, la Corte Constitucional dictó la sentencia T-135, notificada a Emgesa con fecha 11 de febrero de 2014, la cual parte de la base de que la forma cómo se elaboró el Censo en el Proyecto Quimbo habría violado el principio de la participación ciudadana previa. Si bien la Sentencia no ataca la validez de la Licencia Ambiental, ella amplía el ámbito de aplicación de la misma, haciéndola aplicable a un universo potencialmente mayor de afectados. Por todo lo anterior, la Corte revocó los fallos de tutela revisados, ordenando en su lugar la inclusión y el otorgamiento de los beneficios previstos en la Licencia Ambiental a los demandantes, y ordenó, como medida de protección a las personas que encuentren en similar situación a la de los demandantes, la realización de un nuevo censo que contemple los postulados previstos para tal efecto en esta sentencia, respetando especialmente el derecho a la participación efectiva de los habitantes de la zona. Contra la referida sentencia, Emgesa presentó el pasado 14 de febrero una Petición de Aclaración ante la propia Corte Constitucional la cual, si bien supone acatar la Sentencia, solicita al tribunal se aclaren o delimiten los efectos de la misma, especialmente sus efectos económicos. Con fecha 6 de marzo de 2014 se presentó por Emgesa a la Corte un escrito por el cual se pone en conocimiento de ésta las actuaciones que está llevando a cabo la empresa para el cumplimiento del fallo, entre las cuales se encuentran: haber incluido a los siete accionantes favorecidos por la Corte Constitucional dentro del censo del Proyecto Quimbo, la realización de jornadas informativas y de entrevistas socioeconómicas por parte de Emgesa con estas personas, la conformación de un equipo multidisciplinario para el desarrollo de una propuesta metodológica estructurada para el acatamiento del fallo de la Corte, y la presentación de un cronograma básico de las actividades a desarrollar por la empresa para el cumplimiento de los fines indicados. A la presente fecha se está a la espera de que la Corte

Constitucional se pronuncie sobre la Petición de Aclaración solicitada por Emgesa. Este proceso es de cuantía indeterminada.

20.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fue efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien, el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación y no el valor histórico del bien. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió. Respecto del período 1999: El 28.02.2012, el TF resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

- i) Demanda ante el PJ contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).
- ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declarar improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma, el cual se encuentra pendiente de resolución. Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €. Además, la apelación de Edegel, se encuentra pendiente de resolución por el TF. Se espera que sea resuelto en 2014 – 2015. Las próximas actuaciones: Respecto de 1999: A la espera que el PJ resuelva el recurso de nulidad presentado. Y a la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada. Respecto de 2000 y 2001: Se presentarán nuevas pruebas encontradas con el objeto de reducir la “parte que se perdería”, equivalente de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF podría declarar que las pruebas son inadmisibles por extemporáneas. La cuantía de estas reclamaciones asciende a S./ 120.867.689 (aprox. M\$ 23.892.423).

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

22.- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de .2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de 1ra. instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria, referida a excepciones y defensas que no fueron resueltas en el fallo primitivo Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Concepción rechazó el recurso de apelación interpuesto por la demandante, confirmando con ello la sentencia de primera instancia que rechaza la demanda. A la fecha, pendiente el plazo para deducir recurso de casación para ante la Corte Suprema.

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

23.- 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, sosteniendo que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-23010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso en el cual se encuentra terminado el periodo de discusión y el periodo ordinario de prueba. A la fecha, falta por resolver el entorpecimiento testimonial alegado por Endesa Chile, a efectos de que se le conceda un término extraordinario de prueba que permita rendir la prueba de los testigos que faltan.

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

24.- 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; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que

fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. A la fecha, se encuentra vencido el término probatorio ordinario. A la fecha se encuentran evacuados los peritajes de arquitectura e hidráulico, los que serán objetados por Endesa. A la espera de la notificación de los puntos de prueba que incorporó la Corte de Apelaciones en 2013. Luego de rendida la prueba de los puntos nuevos, se citará a las partes a oír sentencia.

25.- 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, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 51.806.816 y Credit Agricole por USD 18.940.295., equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 10.439.512. Hasta esta fecha Endesa Chile solo ha podido cobrar las boletas emitidas por el Banco Santander Chile. Seguidamente al cobro de las aludidas boletas, Endesa Chile interpuso ante la Cámara (Rol 19015/CA) una solicitud de arbitraje para obtener el cumplimiento forzado al Contrato más indemnización de perjuicios y, en subsidio, la terminación del mismo también con indemnización de perjuicios. En ambos casos, Endesa Chile se reservó el derecho a litigar sobre el monto y cuantía de los perjuicios en una etapa posterior. Endesa Chile fundó su demanda en los graves incumplimientos incurridos por el Consorcio, entre los que se encuentran: el incumplimiento grave de la fecha contractual del término de las obras, la falta de pago a subcontratistas y proveedores, lo que ha obligado a Endesa Chile a tener que asumir parte de sus compromisos, todo ello con el fin de evitar una situación de paralización total de la obra; incumplimiento grave del cronograma de las etapas intermedias de control pactadas; incumplimiento del plazo de entrega de las obras "Open Book"; así como falta de cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente pactadas y de las normas administrativas prescritas para la gestión del Contrato, entre otros graves incumplimientos de igual entidad.

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

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

En cuanto al estado procesal, en el mes de enero 2013, los integrantes del Consorcio SES-TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile y junto con ello, han demandado reconvenzionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDMM1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 713.226.920, en el caso de Tecnimont, y USDMM15, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 8.267.700 en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconvenzionales interpuestas en su contra, solicitando el rechazo de las mismas por ser inadmisibles e improcedentes.

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

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral, las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. M\$ 205.738.614. Seguidamente a la presentación de los memoriales de demanda, Tecnimont solicitó una prórroga de plazo para objetar documentos, solicitud que fue aceptada por el Tribunal.

Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación, siendo el próximo paso la presentación de los memoriales de réplica cuyo plazo vence el 26 de noviembre del presente año 2014. A la presente fecha se discute por las partes incidentes relativos a la exhibición de documentos

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

En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó se declare una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. Posteriormente con fecha 10 de abril de 2014 se dictó sentencia que rechaza el reclamo eléctrico interpuesto. por considerar que éste había sido interpuesto fuera del plazo legal. En contra de dicha resolución se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la que, con fecha 08 de julio de 2014, acoge el recurso interpuesto y establece que el reclamo eléctrico se interpuso dentro de plazo ordenando acto seguido a la ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago pronunciarse sobre el fondo del reclamo.

27.- En agosto de 2013 la Superintendencia de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, debido a una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el “Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina”. Estas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, no tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile. presentó un programa de cumplimiento, el cual fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados. Endesa Chile ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Por otro lado, en diciembre de 2013, sindicatos de pescadores y de recolectoras de algas y actividades conexas de Coronel, entre otros, interpusieron dos recursos de protección en contra de Endesa Chile. ante la Corte de Apelaciones de Concepción. El primero de ellos se fundamenta en que Endesa Chile. estaría operando la Unidad II de la Central Térmica Bocamina sin contar, a juicio de los recurrentes, con la calificación ambiental para su operación, y el segundo, en que no se contaría con la Planta desulfurizadora operativa para el funcionamiento de la Unidad I de la Central Bocamina, según lo exigiría la Resolución de Calificación Ambiental. Los recurrentes acompañan copia del proceso sancionatorio seguido ante la Superintendencia del Medio Ambiente. En el primero de estos recursos se obtuvo por los demandantes una orden de no innovar, la cual ordena detener el funcionamiento de la Unidad Generadora II de la Central Bocamina. Endesa Chile, por su parte, solicitó el alzamiento de esta orden de no innovar, petición que fue rechazada por la Corte. Asimismo, presentó su contestación en ambos recursos, aportando los antecedentes para su rechazo. Con fecha 29 de mayo de 2014 se dictó fallo que acoge el recurso de protección interpuesto, e impone a Endesa una serie de exigencias tendientes a evitar que el funcionamiento de la Central Bocamina genere daños ambientales. En su contra, se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, el que a la fecha está pendiente de resolución.

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

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

35.4 Restricciones financieras.

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

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis S.A. y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 y Enersis en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor no haciendo referencia a sus filiales, es decir Enersis o Endesa Chile, respectivamente. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas 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 incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Desde su suscripción, estas líneas de crédito no han sido desembolsadas, 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. Los Yankee Bonds de Enersis S.A. vencen en 2016 y 2026 mientras que los Yankee Bonds de Endesa Chile vencen en 2015, 2027, 2037 y 2097. Adicionalmente, el 15 de abril de 2014 Endesa Chile emitió un Yankee Bond con vencimiento en 2024. , para el caso específico de este bono, el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Enersis S.A. y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados en el caso de Enersis y los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.). La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo Enersis S.A. limita el nivel de endeudamiento y evalúa la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda.

El bono local Serie B2 de Enersis S.A. incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 602.181 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 2014, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 8.694.764 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 2014, la Razón de Endeudamiento fue de 0,77.
- 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 2014, la relación mencionada fue de 2,00.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, incluye otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de junio de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Enersis S.A. era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales que vencen en abril de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 30 de junio de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,40.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 760.468 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 30 de junio de 2014, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.742.089 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 2014, la relación mencionada fue de 8,23.
- 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 2014, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 388,84 millones, indicando que Enersis S.A. es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de junio de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,38.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 30 de junio de 2014, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a la línea local bajo ley chilena que vence en febrero de 2016.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 30 de junio de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017 y al préstamo bancario con el BBVA, con vencimiento en septiembre de 2017. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 30 de junio de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente al contrato de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en julio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 30 de junio de 2014, el covenant financiero de Coelce Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018, se ubicó en 3,03 por sobre el límite de 2,5. Sin embargo, Coelce no está en incumplimiento del contrato, ya que éste se da en caso que Coelce incumpla por dos trimestres consecutivos y no logre conseguir una exención (waiver) en el contrato. 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 2014, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el de Capacidad de pago de la deuda, correspondiente a la 6ª y 7ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en junio de 2019. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el Banco Nacional do Desenvolvimento, con vencimiento en junio de 2020. Al 30 de junio de 2014, el covenant más restrictivo es el de Razón de Endeudamiento

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 agosto 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 2014, el covenant financiero más restrictivo era el de Deuda Máxima, correspondiente al préstamo Sindicado, que vence en septiembre de 2016. En el caso de Dock Sud, esta compañía no tiene deudas vigentes que contemplen covenants financieros.

En Colombia, la deuda de Codensa y la de Emgesa no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, ni Enersis ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestra filial argentina de generación Endesa Costanera.

Endesa Costanera no ha efectuado los pagos de las cuotas semestrales por un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation desde marzo de 2012, por un total de US\$ 87,3 millones, incluyendo capital e intereses. Bajo los términos del contrato, si Mitsubishi Corporation quisiera acelerar la deuda en relación a este préstamo por US\$ 141 millones de capital, tendría que notificar formalmente tal aceleración con diez días de anticipación. A la fecha, Endesa Costanera

no ha recibido tal notificación de Mitsubishi Corporation. Si Mitsubishi Corporation efectuara una intimación fehaciente mediante una comunicación formal de aceleración, un total de US\$ 165 millones de deuda se harían exigibles por cláusulas de cross default y quiebra, incluyendo la deuda con Mitsubishi Corporation. Cabe señalar, que durante todo este tiempo se ha estado renegociando los términos de este préstamo y se espera firmar un acuerdo próximamente.

Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis.

35.5 Otras informaciones.

Endesa Costanera S.A.

- El 26 de marzo de 2013 se publicó la Res.95/13 de la Secretaría de Energía que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. El 23 de mayo de 2014 se publicó la Res.529/14 de la Secretaría de Energía la que, entre otros aspectos, actualizó el régimen de remuneración de los generadores, reemplazando a tal efecto, los Anexos I, II, III de la Res.95/13 e incorporó un nuevo esquema de Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes que se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía total generada. Dichos montos tendrán como destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la SE. No obstante, nuestra filial argentina Endesa Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

Edesur S.A.

- 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" (Ing. Luis Miguel Barletta) por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur. En especial estos actos se refieren a las vinculadas a las previsiones legales y contables sobre afectación de fondos suficientes para atender al pago de la totalidad de las obligaciones comprometidas y las necesarias para que adecue su accionar al cumplimiento de la obligación que le impone su contrato de concesión. La Veeduría fue prorrogada mediante Resolución ENRE 246/2012, 337/2012 y 34/2013, la Disposición ENRE N° 25/2013, la Resolución 243/2013 y la Disposición ENRE N° 2/2014.

Asimismo, mediante Resolución ENRE N° 31/14, se designó en sustitución del Ing. Luis Miguel Barletta, al Ing. Ricardo Alejandro Martínez Leone por un plazo de 90 días prorrogables. En ese sentido, la Disposición ENRE N° 36/2014 de fecha 17 de junio de 2014 volvió a ampliar la designación del mencionado veedor por un plazo de 90 días hábiles administrativos,

prorrogables, a fin que el mismo continúe con la fiscalización y control de 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 S.A.

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 prórroga.

Con fecha 24 de junio de 2014, la SE emitió su Nota N° 4012/2014 que, continuando con el procedimiento establecido por la Resolución SE N° 250/2013, aprueba los valores correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el mes de marzo de 2014. Por esta nota se reconocieron, en el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2014, otros ingresos operativos por 47.806 millones de \$ chilenos, que generaron un crédito que se compensó parcialmente contra el pasivo registrado por los excedentes PUREE retenidos por Edesur, por 15.452 millones \$ chilenos. Esto implicó, asimismo, reconocer los intereses correspondientes a ambos conceptos, que en el neto resultó una ganancia a favor de Edesur de 4.228 millones \$ chilenos. A la fecha de cierre de los presentes estados financieros intermedios condensados, el saldo del crédito generado por la mencionada Resolución SE N° 250/13 y por las Notas SE N° 6852/13 y N° 4012/14, asciende a 151.434 millones \$ chilenos y se expone en los Otros créditos del activo corriente.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

- Con fecha 9 de Julio de 2014 el Comité de Ministros mediante: (i) Res. Ex N°569 resolvió el proceso de invalidación y (ii) Res. Ex. N°570 resolvió los recursos de reclamación presentados por las personas naturales, las organizaciones ciudadanas y el proponente del Proyecto Hidroeléctrico Aysén, en contra de la resolución exenta N°225/2011 de la Comisión de Evaluación de la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo (RCA del proyecto).

Dichas acuerdos y resoluciones fueron notificadas a Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. con fecha 14 de Julio de 2014. Dado que son reclamables dentro del plazo de 30 días contados desde su notificación ante el Tribunal Ambiental, Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. se encuentra evaluando y analizando las diferentes acciones y alternativas legales a seguir. (Inversión en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. M\$ 71.402.764, ver Nota 13).

36. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 30 de junio de 2014 y 31 de diciembre de 2013, era la siguiente:

País	30-06-2014				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	106	2.143	308	2.557	2.463
Argentina	40	3.133	1.091	4.264	4.056
Brasil	31	2.358	247	2.636	2.636
Perú	19	765	156	940	942
Colombia	33	1.550	31	1.614	1.604
Total	229	9.949	1.833	12.011	11.701

País	31-12-2013				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	100	2.008	304	2.412	2.404
Argentina	39	2.860	1.054	3.953	3.688
Brasil	32	2.385	255	2.672	2.692
Perú	19	769	150	938	937
Colombia	26	1.542	31	1.599	1.580
Total	216	9.564	1.794	11.574	11.301

37. SANCIONES.

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

a) Filiales

1.- Endesa Chile

- Renta del AT 2011: La multa corresponde a un Giro emitido por el Servicio de Impuestos Internos (SII) producto de una fiscalización al correcto uso del crédito por impuestos pagados en el exterior por rentas fuente extranjera, en la cual se detectó diferencias en la determinación de la renta neta de fuente extranjera y por tanto, correspondía un menor monto de crédito a utilizar por tales rentas extranjeras en relación con lo declarado en su oportunidad en la Declaración Anual de Impuestos AT 2011. Multa de Ch\$ \$82.923.124. **Terminada y pagada** (mayo 2014).
- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 1.380 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual), equivalentes a M\$ 683.315. Endesa Chile ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Endesa Chile presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, el que con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto, y confirmó la sanción aplicada, rebajando su cuantía a 1.246 U.T.A., equivalentes a M\$ 616.964. **Terminada**
- En el ejercicio 2012 se emitió Giro del Servicio de Impuestos Internos (SII) por el uso excesivo como crédito de contribuciones por el Año Tributario 2010, estableciéndose intereses y multas por un monto de M\$ 13.151, la cual fue pagada el 28.03.2013. **Terminada**

- Durante el ejercicio 2012 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) por el black out de 24.09.2011 con una multa de 1.200 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual). Endesa Chile dedujo recurso de reposición administrativa ante la misma SEC, el que fue denegado por Resolución Exenta N° 703, de 25 de marzo de 2013, confirmándose con ello la multa aplicada. Posteriormente, se interpuso recurso de reclamación eléctrica para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recurso Rol 2262-2013. La Corte de Apelaciones, al conocer el reclamo interpuesto, confirmó la multa impuesta por la SEC, pero rebajó su cuantía de 1200 UTA, a 400 UTA, equivalente a M\$ 201.850. En contra de dicha resolución, Endesa presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, respecto del cual ya se procedió a su vista, y esta a la espera de resolverse.
- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por la infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta.

Terminada

- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada unos, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básica en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.531.
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde borde de la playa: (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I: (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha: (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013. (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles.(vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa. (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.

A la fecha, proceso sancionatorio pendiente de resolución.

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M \$2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante. A la fecha, en proceso de pago.
- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente
Terminada
- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.560) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos. En proceso de pago

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 602 U.T.A., equivalentes a M\$ 298.084. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Pehuenche presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto y confirmó la multa aplicada, rebajando su cuantía a 421 U.T.A., equivalentes a M\$ 208.461.
Terminada

- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, "sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad", resolviendo lo siguiente:

Aplíquese a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.

La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.

Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Tricahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, ejercieron la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.

Finalmente, con fecha 20 de mayo de 2014, el Tribunal conociendo del reclamo interpuesto, dictó sentencia que revoca la sanción aplicada, por carecer ésta de fundamentos.

- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.560) a Celta, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro I, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos. En proceso de pago

3.- Chilectra S.A.

- Por la renta del AT 2012 (año comercial 2011): la multa corresponde giro emitido por SII producto de fiscalización a Renta AT 2012, en la cual se detectó diferencias en la determinación de Renta Líquida Imponible, específicamente en el monto rebajado como pérdida de arrastre, ya que dicha partida se modificó como consecuencia de fiscalizaciones a dicha partida correspondiente a años anteriores y se rebajó respecto a la declarada en su oportunidad. Multa de Ch \$114.291.807. **Terminada y pagada** (junio 2014).
- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M\$ 227.507. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por un monto de M\$ 1.050.663.
- Al segundo trimestre de 2014 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha impuesto a Chilectra S.A. 6 sanciones por un monto total de M\$ 386.750.- relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones cuyos montos han sido reclamados ante la autoridad y/o los tribunales de justicia.

4.- Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2012 y terminado al 31 de diciembre de 2012, Edesur S.A. ha recibido del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 819 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 13.591.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 923.647). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2013 y terminado el 30 de junio de 2013, Edesur S.A. ha recibido del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de \$ 23.640.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.606.578). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. ha recibido del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.921.234) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 104.387). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2013 y terminado el 31 de diciembre de 2013 Edesur S.A. ha recibido del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 187.980) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 337.986). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de enero y finalizado el 30 de junio de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Regulador de Energía (ENRE) con 13 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de M\$ 10.685 pesos argentinos (aprox. M\$ 726.154) y con 20 sanciones de seguridad en la vía pública por un monto de M\$ 26.975 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.833.225), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por M\$ 389.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 26.436.503).

5.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) ha sido multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de ciertas obligaciones del Contrato de Concesión por un monto de M\$ 3.069 pesos argentinos (aprox. M\$ 208.570). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo por lo que dichas sentencia no se encuentra firme. Asimismo, el mencionado organismo impuso a HECSA una multa de M\$ 43 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.922) por incumplimiento del deber de informar. Con fecha 11 de junio de 2014 se pagaron \$ 58,91 pesos argentinos por concepto de intereses punitivos por esta sanción.
- Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.359). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- En otro orden, para el ejercicio que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 748). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Finalmente, para el ejercicio que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 204).

6.- Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47.949 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.258.622). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.466). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Finalmente, para el ejercicio que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.718).

7.- Central Dock Sud S.A.

- Durante el año 2013, Central Dock Sud S.A. (CDS) fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en su condición de generador del Mercado Eléctrico Mayorista en la suma de \$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 54) que fueron abonados, por el período comprendido entre los meses de enero y junio de 2012, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2014 y terminado el 30 de junio de 2014, el ENRE impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 5.516,57 pesos argentinos (aprox. M\$ 375) que fueron abonados, por el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).

8.- Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 2.863 reales (aprox. M\$ 718.473). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 7.079 de reales (aprox. M\$ 1.776.483). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla ha sido sancionada con una multa por la Secretaria de Receita

Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 7.478 reales (aprox. M\$ 1.876.613). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.

- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 7.481.027). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 36.037). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 892.831), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 530.159).
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 30.165). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 16.641). (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 19.179).
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 6.082). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 5.230), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad no ha sido sancionada con multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.665.226 (aprox. M\$ 7.283.998), por los cuales ha pagado € 46.579 (aprox. M\$ 35.103).
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 12 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade y INEA – Instituto Estadual de Ambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 58.500* (aprox. M\$ 44.087) . La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014, Ampla ha pagado la cuantía de € 475 (aprox. M\$ 358) por sanciones. En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 38.991* (aprox. M\$ 29.385). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 21.509 (aprox. M\$ 16.210).
(* Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla).
- En 2014, Ampla ha sido sancionada con 8 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de € 52.698 (aprox. M\$ 39.715), contra las cuales ha presentado recursos administrativos que aún no han sido juzgados. En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.861 (aprox. M\$ 5.924), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.

- En 2014, la sociedad no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). En 2013, había sido recibida 1 sanción, que fue rechazada por un recurso administrativo, pero el mismo aún está pendiente de análisis.

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\$ 689 reales (aprox. M\$ 172.905).
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 8.752.495). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 99.157). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 13.503.772), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 177.529) y aún no tenemos decisión final en 16.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade).
- En el año 2013, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 5.480). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 3.990). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 3.251), los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$ 2.433). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 2.305.229 (aprox. M\$ 1.737.288). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 11.307.918 (aprox. M\$ 8.521.979). La compañía presentó recursos y aún existen 22 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pagamiento, que ascendieron a € 223.000 (aprox. M\$ 168.059).
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En 2014, la sociedad no ha sido sancionada con multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.083 (aprox. M\$ 5.338). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, uno (1) aún no fue analizado, los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de € 5.157 (aprox. M\$ 3.886).

- En 2014, la sociedad no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.145 (aprox. M\$ 2.370) por las sanciones del año de 2013.

10.-Cien

- En el año de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 8.065). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.423 (aprox. M\$ 7.855). CIEN interpuso recurso en contra sanción sobre el cual no ha se manifestado el órgano juzgador.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).

11.- Edelnor S.A.A.

- Durante el 2012, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por la Administración Tributaria peruana (SUNAT) vinculadas a la determinación del Impuesto a la Renta de los años 2007 y 2008 por un monto actualizado al 30 de junio de 2014 de S/.19.027.886 (aprox. M\$ 3.761.478). Los recursos de apelación presentados, se encuentran pendientes de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Para el ejercicio 2012, OSINERGMIN le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A.A. por incumplimiento a las normas de calidad técnica y comercial por un monto ascendente a S/.463.645,77 (aprox. M\$ 91.655) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M\$ 141.738).
- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/.1.861,63 (aprox. M\$ 368) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.
- Durante el ejercicio del año 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/.2.544.177,91 (aprox. M\$ 502.939).
- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009 por un monto actualizado al 30 de junio de 2014 de S/.10.443.257 (aprox. M\$ 2.064.448). Dichas multas fueron impugnadas por Edelnor S.A.A., encontrándose, dicha impugnación, pendiente de resolución.
- Para el primer trimestre del año 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con nueve (9) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 1.418.058,94 (aprox. M\$ 280.325).
- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Huaral vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 30 de junio de 2014 de S/.46.297 (aprox. M\$ 9.152). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución.

12.- Edegel S.A.A.

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2006, por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 9.502.978 (aprox. M\$ 1.878.572). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, SUNAT ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$ 7.597.565) por concepto de tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el Impuesto a la Renta del año 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. pagó el importe requerido por SUNAT y presentó una demanda contencioso-administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.
- En agosto de 2012, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) (aprox. M\$ 3.608) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.
- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.503) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 39.723) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.046) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$20.969) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008. Edegel S.A.A. no ha impugnado las sanciones (i) y (iv), por lo que procederá a pagarlas conforme a los beneficios de pronto pago. Sin embargo, mediante recurso de apelación Edegel S.A.A. ha impugnado los numerales (ii) y (iii), hasta la fecha OSINERGMIN no se ha pronunciado.
- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 8.751.959 (aprox. M\$ 1.730.108). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 "Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual" ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 95.106) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 90) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 67).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 805) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 603).
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil

multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.314) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.

- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 1.573.170 (aprox. M\$ 310.988). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 12.701,508 (aprox. M\$ 2.511). Scotiabank Perú S.A.A. presentará la impugnación respectiva en enero de 2014.
- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'.

13.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 30.231 (aprox. M\$ 5.976). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En septiembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con multas referidas a la determinación del Impuesto a la Renta de Sujetos No Domiciliados del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2013 de S/. 239.015 (aprox. M\$ 47.249). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En noviembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 13.140 (aprox. M\$ 2.598) (3.60 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) incumplimiento a las obligaciones contenidas en los artículos 49 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM) y artículo 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM); y (ii) presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967-19681-20111018-102524-74, respecto a las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a los consumidores directos de combustibles líquidos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M\$ 1.385) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.
- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M\$ 3.138) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"): (i) haber transgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber transgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.
- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual "Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)" ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 136.697) por el atraso

incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.

- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/. 156.029 (aprox. M\$ 30.844). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.
- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M\$ 731) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/. 2.775 (aprox. M\$ 549) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

14.- Chinango S.A.C.

- En octubre de 2010, Chinango fue sancionada por la Municipalidad Distrital de San Ramón con una multa referida al Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la Reorganización Simple llevada a cabo entre Edegel S.A.A. y Chinango S.A.C. y que entró en vigencia el 31 de mayo de 2009. La multa actualizada al 31 de diciembre de 2013 asciende a S/. 1.643.868 (aprox. M\$ 324.964). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución.
- En el mes de mayo de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 40.150 (aprox. M\$ 7.937) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) no haber cumplido con el plazo para la entrega de información referida a la calidad de producto, respecto a los archivos fuente – NTCSE; y (ii) por haber reportado los archivos RIN y C11 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (aprox. M\$ 3.608) (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones al indicador CCIT; (ii) no haber cumplido con el plazo de entrega de información; y (iii) haber remitido 2 reportes RIN y RD vacíos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Tribunal de apelaciones y sanciones el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente S/. 29.200 (aprox. M\$ 5.772) (8 Unidades Impositivas Tributarias - UIT), al declarar infundado el recurso de apelación interpuesto por Chinango S.A.C. contra la Resolución de Gerencia General N° 014801, la cual impuso una sanción por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”), correspondiente al primer semestre 2010 y la confirmó en todos sus extremos. Dicha multa fue cancelada.
- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 72.730), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 751) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de

acuerdo a lo establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 366) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. \$ 4.336), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 9.647).

15.- Emgesa

- Mediante Resolución 110 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de aproximadamente USD 55 mil (aprox. M\$ 30.400), por considerar que no se dio cumplimiento a la normativa y a los procedimientos establecidos en caso de hallazgos arqueológicos como los ocurridos entre los días 3 al 6 de abril de 2011 en zona del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. En contra de la resolución antes mencionada, Emgesa presentó recurso, sin embargo el ICANH, mediante Resolución 149 del 22 de octubre de 2012, confirmó la sanción.

16.- Codensa

- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas :1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciona a la Empresa en un monto de Col\$ 41.200.000 (aprox. M\$ 12.105) por suspensión equivocada del servicio por no pago de cuotas por utilización de servicios financieros , cuota de interés CODENSA hogar; 2) mediante Resolución 20112400029265 del 18/10/2011 se impuso sanción de Col\$ 26.780.000 (aprox. M\$ 7.868) por Suspensión equivocada del servicio al cliente después de haber efectuado el pago en la entidad financiera.
- En el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes sanciones: 1) Mediante Resolución 20122400001045 del 30/01/2012 se impuso sanción por Col\$ 21.424.000 (aprox. M\$ 6.295) por violación del régimen tarifario por calculo errado del costo unitario para los periodos noviembre-dic. de 2009 y enero y febrero de 2010 debido a error en la información sobre propiedad del activo. 2) Mediante Resolución 20122400022555 del 17/07/2012 la Superintendencia impuso a Codensa sanción de Col\$ 45.336.000 (aprox. M\$13.320) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el articulo resolución Creg 096 de 2000.
- En el mes de abril de 2012 se efectuó pago por parte de Codensa por valor de Col\$ 32.207.414, (aprox. M\$ 9.463) correspondiente a sanción impuesta por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 1792 del 26 de enero de 2011, por violación de las normas de protección de datos personales contenidas en la Ley 1266 de 2008.
- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 49.285) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS.
- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 6.660), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y

Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades.

- Durante marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. M\$ 22.863), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación.
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000. (aprox. M\$ 37.412), por falla en la prestación del servicio-incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998.

17.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, La Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 629), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014.

b) Negocios conjuntos

1.-Transquillota

- En el ejercicio 2012 la sociedad Transquillota en la cual Endesa Chile participa en un 50% y en el otro 50% participa Colbún, fue auditada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) por un Programa de acreditación de gastos, considerando el SII que ciertas partidas como la depreciación por Activo Fijo no se había efectuado en la forma debida. Debido a lo anterior se presentó reconsideración administrativa de la Revisión de la Actuación Fiscalizadora (RAF) explicando las diferencias, acogiéndose las explicaciones de la empresa y rebajándose los intereses y multas a pagar al monto de M\$ 19.208 el cual fue pagado con fecha 27.03.2013. Endesa Chile sólo participa en un 50% del pago, estos es, de M\$ 9.604.

Terminado

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

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 30/06/2014			% Participación a 31/12/2013			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%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad Financiera
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%	69,99%	69,99%	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%	36,01%	48,48%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%	3,78%	96,21%	99,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Cono Sur Participaciones, S.L.U.	Euro	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	España	Sociedad de Cartera
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%	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	Distrielec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	21,60%	26,87%	48,47%	21,60%	26,87%	48,47%	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%	64,98%	100,00%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	83,43%	99,45%	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%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pahuénche 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	50,00%	49,91%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2014			% Participación a 31/12/2013			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
Extranjero	Energex Co	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad de Cartera
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	50,00%	50,00%	100,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
78.932.860-9	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
96.830.980-3	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
Extranjero	Generalina, S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	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
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
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	Hidoinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
Extranjero	Ingendes 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 Distriima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
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
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
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
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 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 4).

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:

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 30 de junio de 2014				a 31 de diciembre de 2013			
	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 Cema 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
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	50,00%	50,00%	100,00%	Integración global				
Atacama Finance Co	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Energex Co	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
GasAtacama S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
GasAtacama Chile S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Gasoducto TalTal S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
GNL Norte S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Progas S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				

Ver nota 2.4.1.

No hubo exclusiones del perímetro de consolidación.



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 30/06/2014			% Participación a 31/12/2013			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	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 GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	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

(1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% restante de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 4).

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30 de junio de 2014							31 de diciembre de 2012														
							Corriente			No Corriente				Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	No Corriente			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	Corriente más de 90 días	Total Corriente	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	13,25%	13,92%	3.258.443	-	3.258.443	-	-	-	-	-	-	-	113.672	3.229.006	3.342.678	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,98%	21.396	943.176	964.572	460.890	-	-	-	460.890	-	-	28.293	921.118	949.411	892.825	-	-	-	-	-	-	892.825	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	1,42%	1,34%	395.464	-	395.464	-	-	-	-	-	-	-	378.291	378.290	756.581	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.NY	US\$	1,56%	0,99%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	436.266	105.543.766	105.980.032	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile (Linea Crédito)	Ch\$	6,00%	6,00%	3.884	-	3.884	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Deutsche Bank	US\$	13,35%	12,73%	231.423	2.654.492	2.885.915	3.287.469	-	-	-	3.287.469	-	-	1.712.808	2.587.169	4.299.977	820.490	-	-	-	-	-	-	820.490	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Standard Bank	US\$	13,35%	12,73%	117.356	1.331.630	1.448.986	1.645.379	-	-	-	1.645.379	-	-	857.292	1.295.083	2.152.375	410.356	-	-	-	-	-	-	410.356	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	US\$	13,35%	12,73%	119.863	1.338.316	1.458.179	1.647.886	-	-	-	1.647.886	-	-	858.647	1.297.369	2.156.016	410.526	-	-	-	-	-	-	410.526	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	\$ Arg	33,70%	29,25%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	163.618	-	163.618	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	33,89%	30,63%	1.456.800	-	1.456.800	-	-	-	-	-	-	-	1.511.204	-	1.511.204	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Santander - Sindicado IV	\$ Arg	41,43%	36,19%	336.613	1.047.811	1.384.424	1.749.348	-	-	-	1.749.348	-	-	316.184	1.054.829	1.371.013	2.761.603	-	-	-	-	-	-	2.761.603	
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau- Sindicado IV	\$ Arg	41,43%	36,19%	301.264	937.258	1.238.522	1.562.552	-	-	-	1.562.552	-	-	282.011	940.860	1.222.871	2.463.429	-	-	-	-	-	-	2.463.429	
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Galicia - Sindicado IV	\$ Arg	41,43%	36,19%	289.480	900.407	1.189.887	1.500.287	-	-	-	1.500.287	-	-	270.612	902.848	1.173.460	2.364.010	-	-	-	-	-	-	2.364.010	
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado IV	\$ Arg	41,43%	36,19%	73.554	240.834	314.388	453.176	-	-	-	453.176	-	-	89.772	299.691	389.463	785.764	-	-	-	-	-	-	785.764	
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad -Sindicado IV	\$ Arg	41,43%	36,19%	53.814	146.524	200.338	221.666	-	-	-	221.666	-	-	36.008	120.377	156.385	316.594	-	-	-	-	-	-	316.594	
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Industrial and Commercial Bank of China Argentina	\$ Arg	41,43%	36,19%	371.962	1.158.364	1.530.326	1.936.144	-	-	-	1.936.144	-	-	350.354	1.168.793	1.519.147	3.059.769	-	-	-	-	-	-	3.059.769	
Totales							35.745.914	48.248.712	83.994.626	119.126.700	136.724.348	81.187.116	337.038.164	27.162.463	147.564.051	174.726.514	85.879.846	114.863.115	77.704.695	278.447.656								

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	30-06-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			267.768.638	243.248.751
	Dólares	Pesos chileno	238.471.774	228.296.107
	Dólares	Pesos Colombianos	494.877	27.448
	Dólares	Soles	3.549.819	12.971.259
	Dólares	Peso Argentino	1.277.414	1.953.937
	Peso Argentino	Dólares	2.432.564	-
	Pesos chileno	Dólares	21.542.190	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			655.896	28.384.147
	Dólares	Pesos chileno	655.896	28.384.147
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			268.424.534	271.632.898
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			268.424.534	271.632.898
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			49.498.478	171.750.431
	Dólares	Pesos chileno	12.058.949	138.667.415
	Peso colombiano	Pesos chileno	36.962.895	33.083.016
	Peso argentino	Peso chileno	476.634	-
Plusvalía			443.897.721	395.020.857
	Reales	Soles	9.356.644	8.287.322
	Reales	Pesos chileno	283.534.135	242.896.782
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	12.714.780	11.786.530
	Soles	Pesos chileno	131.614.616	125.059.831
	Peso Argentino	Pesos chileno	5.882.883	6.990.392
	Dólares	Pesos chileno	794.663	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			493.396.199	566.771.288
TOTAL ACTIVOS			761.820.733	838.404.185

		30-06-2014							31-12-2013							
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				
	Moneda extranjera	Moneda funcional	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
			M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente
PASIVOS																
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		120.019.963	151.017.059	271.037.022	427.066.778	105.338.461	713.472.668	1.245.877.907	307.747.217	255.065.083	562.812.300	383.323.064	99.843.837	460.285.486	943.452.387
	Dólares	Pesos chileno	12.114.490	36.035.500	48.149.990	318.769.715	52.431.450	677.335.828	1.048.536.993	194.815.346	234.307.578	429.122.924	295.488.736	31.697.829	413.247.984	740.434.549
	Dólares	Reales	418.936	9.048.060	9.466.996	12.658.986	4.557.833	2.461.764	19.678.583	441.332	7.606.194	8.047.526	14.089.112	6.201.875	2.963.170	23.254.157
	Dólares	Soles	5.714.585	30.549.736	36.264.321	89.057.343	48.349.178	33.675.076	171.081.597	6.970.851	7.926.216	14.897.067	72.103.844	61.944.133	44.074.332	178.122.309
	Dólares	Peso Argentino	101.771.952	75.383.763	177.155.715	6.580.734	-	-	6.580.734	105.519.688	5.225.095	110.744.783	1.641.372	-	-	1.641.372
TOTAL PASIVOS			120.019.963	151.017.059	271.037.022	427.066.778	105.338.461	713.472.668	1.245.877.907	307.747.217	255.065.083	562.812.300	383.323.064	99.843.837	460.285.486	943.452.387

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 las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 30-06-2014										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\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	801.293.838	113.344.688	44.257.484	10.405.321	8.081.900	6.947.338	7.487.014	4.912.720	23.575.629	170.149.419	1.190.455.351	178.129.360
Provisión de deterioro	(940.970)	(11.265.368)	(3.309.876)	(2.098.444)	(2.524.070)	(2.180.626)	(1.895.183)	(1.350.506)	(951.845)	(139.228.618)	(165.745.506)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	222.413.228	-	-	-	-	-	-	-	-	-	222.413.228	43.775.460
Provisión de deterioro	(7.555.658)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.555.658)	-
Total	1.015.210.438	102.079.320	40.947.608	8.306.877	5.557.830	4.766.712	5.591.831	3.562.214	22.623.784	30.920.801	1.239.567.415	221.904.820

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2013										Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483
Provisión de deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)	(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	199.879.449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	199.879.449	41.664.190
Provisión de deterioro	(9.722.257)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.722.257)	-
Total	877.891.815	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456	23.780.492	3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	1.045.263.881	223.045.673

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30-06-2014						Saldo al 31-12-2013					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
al día	10.674.416	787.304.325	93.900	13.989.513	10.768.316	801.293.838	10.181.482	675.688.355	111.812	12.871.416	10.293.294	688.559.771
Entre 1 y 30 días	2.213.061	107.796.261	88.503	5.548.427	2.301.564	113.344.688	2.176.060	78.924.126	89.451	5.527.178	2.265.511	84.451.304
Entre 31 y 60 días	415.704	41.464.846	30.043	2.792.638	445.747	44.257.484	408.044	30.106.897	28.598	2.507.055	436.642	32.613.952
Entre 61 y 90 días	85.245	8.675.940	23.563	1.729.381	108.808	10.405.321	83.717	6.311.465	23.208	1.550.907	106.925	7.862.372
Entre 91 y 120 días	75.632	6.596.729	14.192	1.485.171	89.824	8.081.900	58.782	5.220.020	14.156	1.281.093	72.938	6.501.113
Entre 121 y 150 días	47.982	5.683.735	14.019	1.263.603	62.001	6.947.338	47.384	24.672.166	14.022	1.158.403	61.406	25.830.569
Entre 151 y 180 días	34.297	6.385.318	9.567	1.101.696	43.864	7.487.014	35.463	4.004.716	9.548	1.388.754	45.011	5.393.470
Entre 181 y 210 días	22.230	3.910.332	15.514	1.002.388	37.744	4.912.720	20.473	2.909.044	15.462	946.913	35.935	3.855.957
Entre 211 y 250 días	20.466	22.708.461	10.722	867.168	31.188	23.575.629	17.899	1.904.948	10.690	764.532	28.589	2.669.480
superior a 251 días	422.859	155.461.107	19.346	14.688.312	442.205	170.149.419	451.967	117.675.353	19.388	26.839.359	471.355	144.514.712
Total	14.011.892	1.145.987.054	319.369	44.468.297	14.331.261	1.190.455.351	13.481.271	947.417.090	336.335	54.835.610	13.817.606	1.002.252.700

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30-06-2014		Saldo al 31-12-2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	163.039	21.104.855	158.928	15.316.981
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	7.514	12.217.378	9.149	10.640.373
Total	170.553	33.322.233	168.077	25.957.354

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-06-2014	30-06-2013
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	9.595.528	19.058.762
Provisión cartera repactada	751.443	13.267.604
Castigos del periodo	(5.669.057)	(9.016.668)
Recuperos del periodo	-	(16.395.782)
Total	4.677.914	6.913.916

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-06-2014		30-06-2013	
	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	1.837.163	1.837.163	165.580	1.850.913
Monto de las operaciones M\$	10.346.971	10.346.971	9.380.322	15.930.584

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 30-06-2014										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\$		
Cuentas comerciales por cobrar												
Generación y transmisión	286.784.081	13.033.001	295.249	282.191	138.701	85.629	79.585	80.191	21.047.654	63.309.980	385.136.262	152.977.402
-Grandes Clientes	210.018.364	11.770.026	113.901	270.004	126.917	73.509	75.642	74.847	21.040.635	2.656.390	246.220.235	-
-Clientes Institucionales	42.890.063	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.890.063	144.149.593
-Otros	33.875.654	1.262.975	181.348	12.187	11.784	12.120	3.943	5.344	7.019	60.653.590	96.025.964	8.827.809
Provision Deterioro	(370.462)	-	(159.869)	-	-	-	-	-	-	(60.318.860)	(60.849.191)	-
Servicios no facturados	176.544.046	-	-	-	-	-	-	-	-	-	176.544.046	-
Servicios facturados	110.240.035	13.033.001	295.249	282.191	138.701	85.629	79.585	80.191	21.047.654	63.309.980	208.592.216	152.977.402
Cuentas comerciales por cobrar												
Distribución	514.509.757	100.311.687	43.962.235	10.123.130	7.943.199	6.861.709	7.407.429	4.832.529	2.527.975	106.839.439	805.319.089	25.151.958
-Clientes Masivos	339.810.285	77.179.578	27.519.926	6.759.182	5.039.696	4.388.936	3.609.099	2.039.655	1.147.345	46.735.219	514.228.921	16.159.460
-Grandes Clientes	122.708.641	16.176.840	6.596.702	1.798.685	1.510.624	1.482.055	1.993.805	1.667.358	929.674	28.401.090	183.265.474	2.702.369
-Clientes Institucionales	51.990.831	6.955.269	9.845.607	1.565.263	1.392.879	990.718	1.804.525	1.125.516	450.956	31.703.130	107.824.694	6.290.129
Provision Deterioro	(570.508)	(11.265.368)	(3.150.007)	(2.098.444)	(2.524.070)	(2.180.626)	(1.895.183)	(1.350.506)	(951.845)	(78.909.758)	(104.896.315)	-
Servicios no facturados	232.994.156	-	-	-	-	-	-	-	-	-	232.994.156	-
Servicios facturados	281.515.601	100.311.687	43.962.235	10.123.130	7.943.199	6.861.709	7.407.429	4.832.529	2.527.975	106.839.439	572.324.933	25.151.958
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Brutos	801.293.838	113.344.688	44.257.484	10.405.321	8.081.900	6.947.338	7.487.014	4.912.720	23.575.629	170.149.419	1.190.455.351	178.129.360
Total Provisión Deterioro	(940.970)	(11.265.368)	(3.309.876)	(2.098.444)	(2.524.070)	(2.180.626)	(1.895.183)	(1.350.506)	(951.845)	(139.228.618)	(165.745.506)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Netos	800.352.868	102.079.320	40.947.608	8.306.877	5.557.830	4.766.712	5.591.831	3.562.214	22.623.784	30.920.801	1.024.709.845	178.129.360

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 las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 31-12-2013											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar												
Generación y transmisión	256.065.253	5.292.261	195.439	265.303	76.876	21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	339.924.692	160.840.485
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616	-
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.079.880	153.021.560
-Otros	28.422.652	4.541.016	37.526	196.281	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	53.666.363	86.912.196	7.818.925
Provision Deterioro	(317.421)	-	-	(189.965)	-	(55.494)	-	-	-	(54.451.658)	(55.014.538)	-
Servicios no facturados	161.283.323	-	-	-	-	-	-	-	-	-	161.283.323	1.510.879
Servicios facturados	94.781.930	5.292.261	195.439	265.303	76.876	21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	178.641.369	159.329.606
Cuentas comerciales por cobrar												
Distribución	432.494.518	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237	4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	662.328.008	20.540.998
-Clientes Masivos	285.898.592	57.949.731	21.036.349	4.852.305	4.482.227	2.946.126	3.130.574	1.967.081	1.403.333	37.968.646	421.634.964	13.849.395
-Grandes Clientes	104.697.460	16.582.507	5.598.217	1.435.871	701.981	710.996	988.052	908.593	442.381	27.308.100	159.374.158	2.103.134
-Clientes Institucionales	41.898.466	4.626.805	5.783.947	1.308.893	1.240.029	937.679	1.263.186	962.708	818.783	22.478.390	81.318.886	4.588.469
Provision Deterioro	(507.727)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.496.592)	(2.841.657)	(1.994.583)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(60.673.395)	(92.131.473)	-
Servicios no facturados	205.202.092	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205.202.092	699.393
Servicios facturados	227.292.426	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237	4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	457.125.916	19.841.605
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Brutos	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483
Total Provisión Deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)	(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Netos	687.734.623	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456	23.780.492	3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	855.106.689	181.381.483

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 30-06-2014										Total cartera bruta 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\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	279.315.241	13.028.451	273.770	270.004	126.917	73.509	75.642	74.847	21.040.635	62.942.131	377.221.147
-Grandes Clientes	210.018.364	11.770.026	113.901	270.004	126.917	73.509	75.642	74.847	21.040.635	2.656.390	246.220.235
-Clientes Institucionales	42.890.063	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.890.063
-Otros	26.406.814	1.258.425	159.869	-	-	-	-	-	-	60.285.741	88.110.849
Cartera repactada	7.468.841	4.548	21.477	12.185	11.783	12.119	3.942	5.344	7.018	367.849	7.915.106
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	7.468.841	4.548	21.477	12.185	11.783	12.119	3.942	5.344	7.018	367.849	7.915.106
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	507.989.084	94.767.810	41.191.076	8.405.936	6.469.812	5.610.226	6.309.676	3.835.485	1.667.826	92.518.976	768.765.907
-Clientes Masivos	335.502.992	72.911.495	25.391.082	5.533.815	4.042.388	3.516.802	2.893.393	1.400.124	580.249	34.371.451	486.143.791
-Grandes Clientes	121.467.453	15.311.813	6.297.528	1.638.382	1.364.289	1.419.844	1.915.423	1.595.971	870.641	27.494.082	179.375.426
-Clientes Institucionales	51.018.639	6.544.502	9.502.466	1.233.739	1.063.135	673.580	1.500.860	839.390	216.936	30.653.443	103.246.690
Cartera repactada	6.520.672	5.543.879	2.771.161	1.717.196	1.473.388	1.251.484	1.097.754	997.044	860.150	14.320.463	36.553.191
-Clientes Masivos	4.307.292	4.268.085	2.128.845	1.225.369	997.309	872.135	715.706	639.531	567.097	10.781.006	26.502.375
-Grandes Clientes	1.241.187	865.026	299.174	160.303	146.335	62.212	78.382	71.387	59.033	907.008	3.890.047
-Clientes Institucionales	972.193	410.768	343.142	331.524	329.744	317.137	303.666	286.126	234.020	2.632.449	6.160.769
Total cartera bruta	801.293.838	113.344.688	44.257.484	10.405.321	8.081.900	6.947.338	7.487.014	4.912.720	23.575.629	170.149.419	1.190.455.351

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2013										Total cartera bruta 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\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	249.737.185	5.280.033	157.913	258.987	70.393	21.226.096	1.050	118	845	56.319.709	333.052.329
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.079.880
-Otros	22.094.584	4.528.788	-	189.965	-	-	-	-	-	53.226.496	80.039.833
Cartera repactada	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	425.951.170	73.644.093	29.948.984	6.052.478	5.149.627	3.446.070	4.003.666	2.908.926	1.904.103	61.355.644	614.364.761
-Clientes Masivos	311.636.104	53.508.995	19.066.515	3.774.662	3.565.936	2.138.523	2.465.002	1.390.128	893.718	25.718.451	424.158.034
-Grandes Clientes	72.852.582	16.020.452	5.476.620	1.282.142	585.550	596.036	916.028	801.919	393.396	26.640.353	125.565.078
-Clientes Institucionales	41.462.484	4.114.646	5.405.849	995.674	998.141	711.511	622.636	716.879	616.989	8.996.840	64.641.649
Cartera repactada	6.543.349	5.514.950	2.469.529	1.544.592	1.274.610	1.148.731	1.378.146	929.456	760.394	26.399.492	47.963.249
-Clientes Masivos	5.776.933	4.440.736	1.969.835	1.077.643	916.293	807.604	665.572	576.953	509.615	12.250.195	28.991.379
-Grandes Clientes	330.434	562.054	121.596	153.729	116.431	114.959	72.024	106.674	48.985	667.747	2.294.633
-Clientes Institucionales	435.982	512.160	378.098	313.220	241.886	226.168	640.550	245.829	201.794	13.481.550	16.677.237
Total cartera bruta	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700



ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

Proveedores con pagos al día	Saldo al 30-06-2014				Saldo al 31-12-2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	594.252.769	-	594.252.769	-	486.237.522	-	486.237.522
Entre 31 y 60 días	-	15.492.817	-	15.492.817	-	17.113.218	-	17.113.218
Entre 61 y 90 días	-	412.974	-	412.974	-	147.869	-	147.869
Entre 91 y 120 días	-	412.974	-	412.974	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	1.238.923	-	1.238.923	-	-	-	-
Más de 365 días	-	7.572.305	-	7.572.305	-	-	-	-
Total	-	619.382.762	-	619.382.762	-	503.498.609	-	503.498.609