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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2012**

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

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

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enersis S.A.

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

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades afiliadas y coligadas, cuyos estados financieros reflejan respectivamente, un total de activos que constituyen un 34% y 34% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y de ingresos ordinarios totales que constituyen, un 32% y 32% de los ingresos ordinarios consolidados totales por los años terminados en esas fechas. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyo informe nos ha sido proporcionado y nuestra opinión, en lo que se refiere a los montos incluidos de esas sociedades, se basa únicamente en el informe de esos otros auditores.

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión

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

Otros asuntos, Informe de otros auditores sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2010

Los estados financieros consolidados de Enersis S.A. y afiliadas por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 fueron auditados por otros auditores, quienes expresaron una opinión sin salvedades sobre los mismos en su informe de fecha 26 de enero de 2011.



Rubén López D.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 30 de enero de 2013

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	857.380.018	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	6	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros corriente		105.919.767	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	869.204.566	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	33.028.911	35.282.592
Inventarios	9	83.479.493	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	10	211.004.880	141.827.684
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		2.354.518.433	2.525.965.008
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.354.518.433	2.525.965.008
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	439.115.917	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes		87.822.131	109.501.108
Derechos por cobrar no corrientes	7	202.977.693	443.328.450
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	12.176.684	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.203.135.574	1.467.398.214
Plusvalía	14	1.399.876.589	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	15	7.243.620.209	7.242.731.006
Propiedad de inversión	16	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	17	327.667.440	379.938.628
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		10.963.315.207	11.207.905.744
TOTAL DE ACTIVOS		13.317.833.640	13.733.870.752

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	670.182.208	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.213.259.735	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	146.827.411	157.177.638
Otras provisiones corrientes	22	91.130.695	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	10	173.136.710	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		86.575.476	60.653.304
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.381.112.235	2.460.533.635
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.381.112.235	2.460.533.635
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	177.078.989	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	17	519.026.046	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	265.067.889	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes		69.402.596	102.985.451
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		3.972.952.827	4.377.183.260
TOTAL PASIVOS		6.354.065.062	6.837.716.895
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.893.798.571	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	24.6	3.069.970.007	3.000.425.251
PATRIMONIO TOTAL		6.963.768.578	6.896.153.857
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.317.833.640	13.733.870.752

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

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)		Nota	enero - diciembre		
			2012 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	6.260.309.229	6.254.252.089	6.179.229.824	
Otros ingresos, por naturaleza	25	317.358.085	280.628.255	384.351.289	
Total de Ingresos		6.577.667.314	6.534.880.344	6.563.581.113	
Materias primas y consumibles utilizados	26	(3.717.125.487)	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	
Margen de Contribución		2.860.541.827	2.996.445.615	3.041.934.859	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		48.853.687	50.173.112	44.869.365	
Gastos por beneficios a los empleados	27	(416.345.140)	(378.552.126)	(374.678.013)	
Gasto por depreciación y amortización	28	(442.854.723)	(424.900.036)	(449.017.275)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(43.105.193)	(136.157.459)	(108.373.429)	
Otros gastos por naturaleza	29	(510.125.910)	(540.698.397)	(450.434.769)	
Resultado de Explotación		1.496.964.548	1.566.310.709	1.704.300.738	
Otras ganancias (pérdidas)	30	14.831.474	(4.814.294)	11.983.434	
Ingresos financieros	31	264.709.235	233.612.869	171.236.948	
Costos financieros	31	(453.447.437)	(465.411.363)	(438.358.251)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	9.845.902	8.465.904	1.015.739	
Diferencias de cambio	31	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474	
Resultado por unidades de reajuste	31	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.305.453.216	1.333.377.312	1.446.695.376	
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		893.561.982	872.540.620	1.100.688.408	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)		893.561.982	872.540.620	1.100.688.408	
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		377.350.521	375.471.254	486.226.814	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		516.211.461	497.069.366	614.461.594	
GANANCIA (PÉRDIDA)		893.561.982	872.540.620	1.100.688.408	
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	11,56	11,50	14,89	
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	11,56	11,50	14,89	
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	11,56	11,50	14,89	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	11,56	11,50	14,89	

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2012 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(363.936.877)	211.929.739	(138.554.045)
Total diferencias de cambio por conversión		(363.936.877)	211.929.739	(138.554.045)
Activos financieros disponibles para la venta				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		515	(55.959)	(179)
Total activos financieros disponibles para la venta		515	(55.959)	(179)
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		73.142.760	(79.722.581)	50.576.145
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(6.300.885)	(8.309.911)	(19.664.842)
Total coberturas del flujo de efectivo		66.841.875	(88.032.492)	30.911.303
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(15.001.248)	(62.246.623)	(48.495.375)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		(312.095.735)	61.594.665	(156.138.296)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(569)	9.513	31
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(25.726.629)	14.110.400	(5.301.050)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		4.662.040	23.078.884	16.515.279
Total de impuestos a las ganancias		(21.065.158)	37.198.797	11.214.260
Total Otro Resultado Integral		(333.160.893)	98.793.462	(144.924.036)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		560.401.089	971.334.082	955.764.372
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		187.169.558	368.568.685	396.687.094
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		373.231.531	602.765.397	559.077.278
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		560.401.089	971.334.082	955.764.372

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010

(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 01/01/2012	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	3.000.425.251	6.896.153.857
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									377.350.521	377.350.521	516.211.461	893.561.982
Otro resultado integral			(217.342.727)	27.904.293	(742.368)	(189)	28	(190.180.963)		(190.180.963)	(142.979.930)	(333.160.893)
Resultado integral										187.169.558	373.231.531	560.401.089
Dividendos									(188.298.192)	(188.298.192)		(188.298.192)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			-		742.368		(801.401)	(59.033)	(742.368)	(801.401)	(303.686.775)	(304.488.176)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(217.342.727)	27.904.293	-	(189)	(801.373)	(190.239.996)	188.309.961	(1.930.035)	69.544.756	67.614.721
Saldo Final al 31/12/2012	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	3.069.970.007	6.963.768.578

Saldo Inicial al 01/01/2011	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-	41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									375.471.254	375.471.254	497.069.366	872.540.620
Otro resultado integral			60.106.895	(41.093.728)	(25.887.747)	(27.989)	-	(6.902.569)		(6.902.569)	105.696.031	98.793.462
Resultado integral										368.568.685	602.765.397	971.334.082
Dividendos									(209.886.734)	(209.886.734)		(209.886.734)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			3.236.883		25.887.747		8.682.538	37.807.168	(36.305.149)	1.502.019	(380.823.466)	(379.321.447)
Total de cambios en patrimonio	-	-	63.343.778	(41.093.728)	-	(27.989)	8.682.538	30.904.599	129.279.371	160.183.970	221.941.931	382.125.901
Saldo Final al 31/12/2011	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	3.000.425.251	6.896.153.857

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 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	26.100.491	-	41.699	(1.505.891.534)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									486.226.814	486.226.814	614.461.594	1.100.688.408
Otro resultado integral			(83.694.320)	14.682.972	(20.528.498)	126	-	(89.539.720)		(89.539.720)	(55.384.316)	(144.924.036)
Resultado integral										396.687.094	559.077.278	955.764.372
Dividendos									(179.622.013)	(179.622.013)		(179.622.013)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	20.528.498	-	-	20.528.498	(20.528.498)	-	(639.118.047)	(639.118.047)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(83.694.320)	14.682.972	-	126	-	(69.011.222)	286.076.303	217.065.081	(80.040.769)	137.024.312
Saldo Final al 31/12/2010	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-	41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2012 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Clases de cobros por actividades de operación				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		7.496.002.995	7.725.639.255	7.343.782.195
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		92.758.277	86.290.041	87.055.879
Otros cobros por actividades de operación		391.974.798	256.467.291	223.147.303
Clases de pagos				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.934.574.455)	(3.942.239.405)	(3.687.515.697)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(409.539.542)	(358.459.354)	(292.233.107)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(9.397.983)	(5.742.211)	(2.533.860)
Otros pagos por actividades de operación		(1.352.330.115)	(1.545.840.676)	(1.142.818.147)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(457.738.318)	(361.092.038)	(349.296.688)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(256.517.095)	(156.576.437)	(236.172.731)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.560.638.562	1.698.446.466	1.943.415.147
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		-	12.662.234	-
Préstamos a entidades relacionadas		-	(25.500)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		918.437	6.048.912	8.889.879
Compras de propiedades, planta y equipo		(527.630.629)	(495.958.729)	(473.727.882)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	8.965.592	1.424.691
Compras de activos intangibles		(187.490.636)	(187.864.119)	(227.418.842)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo		305.552	41.114	-
Compras de otros activos a largo plazo		(2.859.668)	(2.183.333)	(193.947)
Dividendos recibidos		7.539.711	4.025.233	3.278.931
Intereses recibidos		56.687.582	19.611.804	6.807.678
Otras entradas (salidas) de efectivo		(195.751.318)	10.707.112	(94.841.624)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(848.280.969)	(623.969.680)	(775.781.116)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Total importes procedentes de préstamos		508.817.790	646.273.100	263.124.754
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		400.797.521	525.077.859	218.392.462
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		108.020.269	121.195.241	44.732.292
Préstamos de entidades relacionadas		-	9.128.650	821.636
Pagos de préstamos		(651.209.149)	(629.404.409)	(740.286.720)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(25.491.730)	(11.478.851)	(24.129.963)
Dividendos pagados		(547.081.888)	(648.107.205)	(556.087.040)
Intereses pagados		(254.327.622)	(248.096.873)	(244.595.847)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(42.791.188)	(9.743.963)	18.132.411
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.012.083.787)	(891.429.551)	(1.283.020.769)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		(299.726.194)	183.047.235	(115.386.738)
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		(62.815.056)	75.518.996	(58.159.046)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(362.541.250)	258.566.231	(173.545.784)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	1.219.921.268	961.355.037	1.134.900.821
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	857.380.018	1.219.921.268	961.355.037

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES.....	11
1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1 Principios contables.....	12
2.2 Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	15
2.4 Entidades filiales y de control conjunto.....	16
2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.....	16
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.....	16
2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	17
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	18
a) Propiedades, plantas y equipos.....	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
f) Arrendamientos.....	23
g) Instrumentos financieros.....	24
g.1) Activos financieros no derivados.....	24
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	24
g.3) Pasivos financieros excepto derivados.....	25
g.4) Derivados y operaciones de cobertura.....	25
g.5) Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.....	26
g.6) Baja de activos financieros.....	26
h) Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.....	27
i) Inventarios.....	27
j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	27
k) Acciones propias en cartera.....	27
l) Provisiones.....	28
l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	28
m) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	28
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	29
o) Impuesto a las ganancias.....	29
p) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	29
q) Ganancia (pérdida) por acción.....	30
r) Dividendos.....	30
s) Sistemas de retribución basados en acciones.....	30
t) Estado de flujos de efectivo.....	30
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	32
4.1 Generación:.....	32
4.2 Distribución:.....	34
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	37
6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	37
7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	38

8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	40
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	40
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	40
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	40
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	41
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia	41
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	43
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	43
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	44
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	44
9.	INVENTARIOS.....	46
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	46
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	47
12.	INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES CON CONTROL CONJUNTO.....	48
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	48
12.2	Sociedades con control conjunto	49
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	50
14.	PLUSVALÍA.....	52
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	54
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	58
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	59
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	60
18.1	Préstamos que devengan intereses.....	61
18.2	Obligaciones No Garantizadas	64
18.3	Obligaciones Garantizadas	64
18.4	Deuda de cobertura.....	68
18.5	Otros aspectos.....	68
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	69
19.1.	Riesgo de tasa de interés.....	69
19.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	70
19.3.	Riesgo de commodities.....	70
19.4.	Riesgo de liquidez.....	70
19.5.	Riesgo de crédito.....	71
19.6.	Medición del riesgo.....	71
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	72
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	72
20.2	Instrumentos derivados.....	73
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	75
21.	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	76
22.	PROVISIONES.....	77
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	78
23.1	Aspectos generales:	78
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	78
24.	PATRIMONIO.....	82
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	82
24.2	Reservas por Diferencias de conversión.....	83
24.3	Gestión del capital.....	83
24.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	83
24.5	Otras Reservas.....	84

24.6 Participaciones no controladoras	84
24.7 Ampliación de capital	85
25. INGRESOS	85
26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	86
27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	86
28. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO	86
29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA	87
30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)	88
31. RESULTADO FINANCIERO	88
32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS	90
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO	91
33.1 Criterios de segmentación	91
33.2 Generación ,distribución y otros	92
33.3 Países	95
33.4 Generación y distribución por países	98
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS	104
34.1 Garantías directas	104
34.2 Garantías Indirectas	104
34.3 Litigios y arbitrajes	105
34.4 Restricciones financieras	116
34.5 Otras informaciones	120
35. DOTACIÓN	121
36. SANCIONES	121
37. HECHOS POSTERIORES	124
38. MEDIO AMBIENTE	125
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO	126
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:	128
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:	132
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:	133
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:	134
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	139
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:	141
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:	145

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 y 2011. (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

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

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 11.087 trabajadores al 31 de diciembre de 2012. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2012 fue de 11.028 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2011 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 31 de enero de 2012 y, posteriormente, presentados a consideración de Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2012, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

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

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2012 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 30 de enero de 2013.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2012 y 2011, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2010 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

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

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar</p> <p><i>Modifica los requisitos de información cuando se transfieren activos financieros, con el fin de promover la transparencia y facilitar el análisis de los efectos de sus riesgos en la situación financiera de la entidad.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011.</p>
<p>Enmienda a NIC 12: Impuestos a las ganancias</p> <p><i>Proporciona una excepción a los principios generales de la NIC 12 para las propiedades de inversión que se midan usando el modelo de valor razonable contenido en la NIC 40 "Propiedades de Inversión".</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2012.</p>

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para el Grupo. El resto de criterios contables aplicados en 2012 no ha variado respecto a los utilizados en 2011.

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

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 1: Presentación de estados financieros</p> <p><i>Modifica aspectos de presentación de los componentes de los "Otros resultados integrales". Se exige que estos componentes sean agrupados en aquellos que serán y aquellos que no serán posteriormente reclasificados a pérdidas y ganancia.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2012.</p>
<p>NIIF 10: Estados financieros consolidados</p> <p><i>Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados, que aplica a todas las entidades (incluyendo las entidades de cometido específico o entidades estructuradas).</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 11: Acuerdos conjuntos</p> <p><i>Redefine el concepto de control conjunto, alineándose de esta manera con NIIF 10, y requiere que las entidades que son parte de un acuerdo conjunto determinen el tipo de acuerdo (operación conjunta o negocio conjunto) mediante la evaluación de sus derechos y obligaciones. La norma elimina la posibilidad de consolidación proporcional para los negocios conjuntos.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades</p> <p><i>Requiere ciertas revelaciones que permitan evaluar la naturaleza de las participaciones en otras entidades y los riesgos asociados con éstas, así como también los efectos de esas participaciones en la situación financiera, rendimiento financiero y flujos de efectivo de la entidad.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 13: Medición del valor razonable</p> <p><i>Establece en una única norma un marco para la medición del valor razonable de activos y pasivos, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición. Además requiere información a revelar por las entidades, sobre las mediciones del valor razonable de sus activos y pasivos.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 27: Estados financieros separados</p> <p><i>Por efecto de la emisión de la NIIF 10, fue eliminado de la NIC 27 todo lo relacionado con estados financieros consolidados, restringiendo su alcance sólo a estados financieros separados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 28: Inversiones en asociadas y negocios conjuntos</p> <p><i>Modificada por efecto de la emisión de NIIF 10 y NIIF 11, con el propósito de uniformar las definiciones y otras clarificaciones contenidas en estas nuevas NIIF.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar</p> <p><i>Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Modifica el reconocimiento y revelación de los cambios en la obligación por beneficios de prestación definida y en los activos afectos del plan, eliminando el método del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>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>NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</p> <p><i>Corresponde a la primera etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e incluye el tratamiento y clasificación de los pasivos financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2015.</p>
<p>Mejoras a las NIIF</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 1, NIC 1, NIC 16, NIC 32 y NIC 34.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Guía de transición (Enmiendas a NIIF 10, 11 y 12)</p> <p><i>Las enmiendas clarifican la guía de transición de NIIF 10. Adicionalmente, estas enmiendas simplifican la transición de NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, limitando los requerimientos de proveer información comparativa ajustada para solamente el período comparativo precedente. Por otra parte, para revelaciones relacionadas con entidades estructuras no consolidadas, las enmiendas remueven el requerimiento de presentar información comparativa para períodos anteriores a la primera aplicación de NIIF 12.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<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 sean medidas a valor razonable con cambio en resultados, en lugar de consolidarlas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>

Como consecuencia de la aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* a partir del 1 de enero de 2013, las sociedades controladas en forma conjunta, que hasta el cierre de los presentes estados financieros son consolidadas de forma proporcional (ver Notas 2.4 y 2.6), pasarán a contabilizarse bajo el método de la participación, tal como lo exige esta nueva normativa para aquellos acuerdos conjuntos que califiquen como *Negocio Conjunto*.

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

A continuación se presenta los principales rubros de los estados financieros consolidados de Enersis, con el fin de reflejar los efectos de la aplicación retrospectiva de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*:

(En miles de pesos)

Estados de Situación Financiera Consolidados	31-12-2012	31-12-2012
	Actual M\$	Con NIIF 11 M\$
Activos Corrientes	2.354.518.433	2.290.188.930
Activos no Corriente	10.963.315.207	10.947.105.000
TOTAL DE ACTIVOS	13.317.833.640	13.237.293.930
Pasivos Corrientes	2.381.112.235	2.346.730.725
Pasivos no Corrientes	3.972.952.827	3.932.356.159
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.893.798.571	3.893.798.572
Participaciones no controladoras	3.069.970.007	3.064.408.474
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	13.317.833.640	13.237.293.930
Estado de Resultados Consolidados		
Total de Ingresos	6.577.667.314	6.495.953.449
Materias primas y combustibles utilizados	(3.717.125.487)	(3.695.022.919)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2.860.541.827	2.800.930.530
Resultado Bruto de Explotación	1.982.924.464	1.947.859.229
Depreciaciones, amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(485.959.916)	(477.096.461)
Resultado Explotación	1.496.964.548	1.470.762.768
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.305.453.216	1.299.688.888
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	377.350.521	377.350.521
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	516.211.461	515.662.446
GANANCIA (PÉRDIDA)	893.561.982	893.012.967

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

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

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

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos y plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (ver Notas 3.1.1 y 23).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 20).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados . (ver Nota 3.o).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, 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 y de control conjunto.

Se consideran sociedades filiales aquellas en las que la Sociedad Matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas.

Por otra parte, se consideran sociedades de control conjunto aquellas en las que la situación descrita en el párrafo anterior se da gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos.

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

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

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

Durante el primer trimestre de 2011, se concretó el cierre de los procesos de venta de las sociedades Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis). La venta de CAM se perfeccionó con fecha 24 de febrero de 2011 por un monto de M\$ 6.775.748 (US\$ 14,2 millones), en tanto que la venta de Synapsis se concretó el 1 de marzo de 2011 por un monto de M\$ 24.710.920 (US\$ 52 millones). Para mayor información ver Nota 11.

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

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Variaciones del perímetro de consolidación del Grupo Enersis” 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 Enersis posee una participación inferior al 50% en Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”), y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”), tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que el Grupo, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce el control de las citadas sociedades.

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 “sociedad de control 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

Son Sociedades Asociadas aquellas en las que Enersis, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas”, se describe la relación de Enersis con cada una de sus asociadas.

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.

Las sociedades controladas en forma conjunta se consolidan proporcionalmente. El Grupo reconoce, línea a línea, su participación en los activos, pasivos, ingresos y gastos de dichas entidades, de tal forma que la agregación de saldos y posteriores eliminaciones tienen lugar, sólo, en la proporción que el Grupo ostenta en el capital social de las mismas.

Los resultados integrales de las sociedades filiales y de aquellas controladas en forma conjunta, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha efectiva de adquisición y hasta la fecha efectiva de enajenación o finalización del control conjunto, según corresponda.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales, y de aquellas controladas en forma conjunta, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, o sociedad controlada en forma conjunta, son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.
2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Diferencias de cambio por conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 24.2).

Los ajustes por conversión generados con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, han sido traspasados a reservas, en consideración a la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF” (ver Nota 24.5).

Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas proporcionalmente.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) **Propiedades, plantas y equipos.**

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,22% y un 10,16%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 26.477.369, M\$ 35.945.738 y M\$ 15.137.380 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 33.112.076, M\$ 32.042.815 y M\$ 26.741.111 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta esa fecha (ver Nota 24.5).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	75 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	11 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	75 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	75 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	15 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	19 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	20 años	8 años
Compañía de Interconexión Energética S.A (CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	10 años

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

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

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

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

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, plantas y equipos se reconocen como resultados del ejercicio y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Propiedad de inversión.

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

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

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 16.

c) Plusvalía.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición.

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

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

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

La plusvalía que se generó con anterioridad de la fecha de nuestra transición a NIIF, esto es 1 de enero de 2004, se mantiene por el valor neto registrado a esa fecha, en tanto que las originadas con posterioridad se mantienen valoradas a su costo de adquisición (ver Nota 24.5 y 14).

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

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

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

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

d.1) Concesiones.

La CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” proporciona guías para la contabilización de los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado. Esta interpretación contable aplica si:

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

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

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 15.741.611, M\$ 18.130.297 y M\$ 18.128.254 respectivamente.

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Servicos S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	14 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	15 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	4 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por nuestras filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo, por inversiones financieras disponibles para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 6).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

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

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 ascendió a M\$ 2.298.344, M\$ 2.104.631 y M\$ 2.460.261, respectivamente.

d.3) Otros activos intangibles.

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

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

e) Deterioro del valor de los activos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de que el monto recuperable 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.

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

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

- En el caso de los que tienen origen comercial, tanto en nuestro segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas.
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial.

f) Arrendamientos.

El Grupo aplica CINIIF 4 para evaluar si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

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

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

g) Instrumentos financieros.

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

g.1) Activos financieros no derivados.

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 12) y las mantenidas para la venta (ver Nota 11), en cuatro categorías:

- **Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:** Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Inversiones disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores (ver Nota 6).

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Pasivos financieros excepto derivados.

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 20, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.4) Derivados y operaciones de cobertura.

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

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

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

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

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

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

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

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

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

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

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

En consideración a los procedimientos antes descritos, el Grupo clasifica los instrumentos financieros en las siguientes jerarquías:

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

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

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

g.6) Baja de activos 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.)

h) Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones en asociadas sobre las que el Grupo posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación.

El método de participación consiste en registrar la participación 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 (plusvalía). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados denominado "Sociedades Asociadas", se describe la relación de Enersis con cada una de sus asociadas.

i) Inventarios.

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

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

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

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

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

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

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

k) Acciones propias en cartera.

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas". Al 31 de diciembre de 2012 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el periodo 2012 ni durante el ejercicio 2011 transacciones con acciones propias.

l) Provisiones.

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

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

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

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

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

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

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

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

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".

m) Conversión de saldos en moneda extranjera.

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

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

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

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

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

o) Impuesto a las ganancias.

El resultado por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos.

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

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

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

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

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

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

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

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

q) **Ganancia (pérdida) por acción.**

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

Durante los ejercicios 2012, 2011 y 2010, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) **Dividendos.**

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

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

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

s) **Sistemas de retribución basados en acciones.**

En los casos en los que empleados del Grupo participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo el costo del plan asumido por esta sociedad, el Grupo registra el valor razonable de la obligación de Enel como gastos por beneficios a los empleados. Simultáneamente y por el mismo monto se registra un incremento patrimonial en otras reservas, como representación de la contribución de Enel. (Ver Nota 8.3).

t) **Estado de flujos de efectivo.**

A contar de la emisión de los presentes estados financieros, Enersis voluntariamente modificó la presentación de los flujos de efectivo provenientes de las actividades de operación, pasando desde el método indirecto al método directo. Este cambio aplica retroactivamente a la presentación del estado de flujos de efectivo correspondiente a los ejercicios 2011 y 2010.

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

- **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

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

4.1 Generación:

Chile

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

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

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

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

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW, como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus

proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

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

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

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

En materia de energías renovables, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%.

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

Resto de Latinoamérica.

En los otros países de Latinoamérica en que Endesa Chile opera existen distintas regulaciones. En general, las legislaciones de Brasil, Perú y Colombia permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma. A diferencia de lo que ocurre en Chile, las empresas públicas participan en el sector eléctrico conjuntamente con empresas de capitales privados tanto en las actividades de Generación, Transmisión y Distribución. Por su parte Argentina, ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde el año 2002, lo cual se hizo aún más evidente durante el año 2012, en el cual el gobierno dio a conocer a las empresas del sector eléctrico las líneas generales para la recomposición del mercado lo que pondría fin al sistema marginalista establecido en los años 90. Se prevé que los principales cambios se presenten en el sector generación.

En principio, en todos estos países 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 cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituyen Brasil, país en el cual, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo cuotas de capacidad por tecnología (licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables) o directamente licitando proyectos específicos; y Argentina, donde, pese a que el gobierno ha promovido algunas iniciativas para incentivar la inversión, tales como "Energía Plus", el aumento en capacidad instalada no ha sido el esperado, lo que lo ha llevado a plantear un nuevo modelo que ha denominado "Costo Plus" de regulación directa de tipo monopólica u oligopólica, que tiene los siguientes "principios declarados": i) Se aplicará una renta a cada empresa sobre la suma de patrimonio neto y deuda financiera, restándole activos redundantes. ii) Se reconocerá una "ganancia razonable" y iii) se reconocerán los costes de operación eficientes..

Por otro lado, en estos países la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga. A excepción de Colombia, donde el despacho se basa en precios

ofertados por los agentes, en los demás países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. A partir de este despacho se determina el Costo Marginal de generación que define el precio para las transacciones spot.

No obstante, cabe señalar que en la actualidad Argentina y Perú tienen intervenidos, en mayor o menor grado, la formación de precio en estos mercados marginalistas de generación. Argentina, desde que se produjo la crisis de 2002 y Perú, a raíz de una reciente normativa de emergencia surgida en 2008 y que se prevé se mantenga hasta el año 2015, que define un coste marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad.

Tanto en Colombia, Brasil, Perú y Argentina los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales. En Argentina, sin embargo, con las modificaciones que se están llevando a cabo en el sector Generación, no es claro como seguirá siendo el rol de comercializador por parte de los generadores.

En Brasil el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

Las distribuidoras en Colombia tienen libertad para decidir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y están habilitadas para comprar energía en el mercado spot. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.

En Perú, al igual que en Chile, las distribuidoras tienen obligación de contratar y se modificó la legislación para permitir la realización de licitaciones de energía a partir de los requerimientos de éstas. Actualmente permanecen vigentes sólo algunos contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra (equivalente al precio de nudo en Chile), el que se define de un cálculo centralizado. Sin embargo, desde 2007 la contratación se realiza vía licitaciones. La autoridad aprueba las bases de licitación y define en cada proceso el precio máximo.

En todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable, sin embargo solo en Chile se define una cuota obligatoria para la incorporación de este tipo de tecnología.

4.2 Distribución:

Aspectos Generales

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

Chile

En Chile, el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. En abril de 2009 se publicaron las fórmulas tarifarias cuya vigencia abarca desde noviembre de 2008 a noviembre de 2012. En 2012 se inició el proceso del Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el próximo período tarifario 2012-2016; Chilectra entregó a la CNE el estudio, el 3 de septiembre de 2012, cuyo resultado pesa 1/3 en el valor de las nuevas tarifas; el 2/3 restante lo aporta el estudio que realiza la CNE.

El 28 de septiembre de 2012, la CNE ponderó los 2 estudios y publicó las tarifas básicas preliminares, con las cuales se verificó que la rentabilidad del agregado de la industria estuviese el rango establecido de 10% con una dispersión de $\pm 4\%$. A diciembre de 2012 el Decreto tarifario se encuentra en proceso de toma de razón en la Contraloría General de la República. Las tarifas tendrán efectos retroactivos desde el 4 de noviembre de 2012 y regirán hasta el 3 de noviembre de 2016.

Resto de Latinoamérica

Similarmente, en Perú se realiza un proceso de determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2009, se publicaron las tarifas del período 2009-2013.

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) (ii) Reajuste anual, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias.

A final de 2011 el regulador ANEEL emitió las modificaciones a las metodologías de cálculo tarifario para el tercer ciclo de revisiones periódicas, uno de cuyos principales cambios se refiere a la disminución del WACC. Los últimos reajustes anuales fueron realizados por ANEEL para Ampla en marzo de 2012 y para Coelce en abril de 2012.

La última revisión tarifaria periódica para Ampla abarca el período 2009-2013; y para Coelce abarca el período 2011-2014. La revisión tarifaria periódica de Coelce para el período 2011-2014, con base en la nueva metodología tarifaria para el tercer ciclo, fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011. La Resolución que indicó el reajuste anual también contempló el resultado de la revisión tarifaria periódica.

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG estableció en 2008 una nueva metodología para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución, fijó un nuevo valor para dicha tasa y expidió una nueva metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. En octubre de 2009 la CREG publicó los cargos de distribución de Codensa, los cuales estarán vigentes hasta octubre de 2013 o hasta que la Comisión apruebe nuevos cargos. Durante 2011 la CREG realizó un estudio sobre el índice de productividad de la actividad de comercialización y emitió las resoluciones definitivas del Reglamento de Comercialización y de los planes de gestión de pérdidas. Durante 2012 la CREG estableció los índices anuales de pérdidas en baja tensión que serán reconocidos tarifariamente a Codensa durante los próximos 5 años.

En Argentina, las tarifas estuvieron congeladas después del default del país en 2001. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. A partir de este año se efectuaron reajustes en las tarifas (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) y reajustes por inflación (mecanismo de monitoreo de costos, MMC); el último ajuste por aplicación del mecanismo MMC correspondió al período mayo 2007-octubre 2007 y se mantienen pendientes los ajustes MMC no trasladados a tarifa para los períodos posteriores a esta fecha. En julio de 2008 se autorizaron aumentos para clientes con consumo superior a 650 kWh-bimestre y en octubre de 2008 se decretó un aumento para consumos superiores a 1.000 kWh-mes; este último aumento es un pass-through a los generadores cuya aplicación fue suspendida entre junio y septiembre de 2010, y reanudada en octubre de 2010. Durante los primeros meses de 2010 Edesur presentó los cuadros tarifarios resultantes de la aplicación de la Res. N° 467/08 e información complementaria solicitada por ENRE. A finales de 2011 el Gobierno anunció la reducción de subsidios estatales; se estableció un aumento de los precios estacionales para clientes de determinadas actividades comerciales e industriales, así como para algunos segmentos de clientes residenciales en zonas geográficas específicas. A finales de 2012 el ENRE estableció la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a conformar un fideicomiso que financiará obras de infraestructura y mantenimientos correctivos, y cuyos fondos son a cuenta de los créditos y débitos que determine el regulador al momento de realizarse la RTI. A la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión.

- Mercado de clientes no regulados

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

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

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

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

- Límites a la integración y concentración.

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

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

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

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

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

- Acceso a la Red.

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

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

En Chile durante el año 2010 se desarrolló parte del proceso tarifario para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014. La CNE publicó el informe técnico definitivo el 13 de mayo de 2011. Chilectra presentó al Panel de Expertos sus discrepancias en junio de 2011. El Panel de Expertos emitió su dictamen el 8 de agosto y la CNE incorporó dicho dictamen y elaboró un nuevo informe técnico definitivo el 26 de octubre, en base al cual el Ministerio de Energía publicará el Decreto de tarifas de subtransmisión. Se espera que a comienzos del 2013 el Decreto ingrese a Contraloría para ser publicado luego de su toma de razón. Las tarifas allí contenidas tienen efecto retroactivo desde el 1 de enero de 2011 y regirán hasta el 31 de diciembre de 2014.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo en caja	16.948.408	1.287.851	279.960
Saldos en bancos	331.157.493	269.065.858	186.975.512
Depósitos a corto plazo	356.138.051	398.152.529	518.742.837
Otros instrumentos de renta fija	153.136.066	551.415.030	255.356.728
Total	857.380.018	1.219.921.268	961.355.037

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 30 días. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

Moneda	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
\$ Chilenos	226.886.433	535.594.942	322.190.328
\$ Arg	14.179.164	27.058.157	45.357.753
\$ Col	320.331.513	268.199.899	150.964.209
Real	195.713.686	278.155.164	309.896.646
Soles	58.875.208	38.902.348	39.467.666
US\$	41.394.014	72.010.758	93.478.435
Total	857.380.018	1.219.921.268	961.355.037

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

Desapropiaciones de subsidiarias	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	-	31.486.668	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	(18.824.434)	-
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	(21.311.336)	-
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	-	(8.649.102)	-

(*) ver nota 2.4.1

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.851.324	2.805.803
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	31.468	86.852
Inversiones financieras disponibles para la venta CINIIF 12 (**)	-	-	375.227.434	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	27.045.746	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	51.876	748.078	32.384.466	12.178.355
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	194.196.327	-	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	-	47.504	-	-
Otros activos	252.595	143.638	1.575.479	1.490.091
Total	194.500.798	939.220	439.115.917	37.355.061

(*) ver nota 20.1.a

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo

de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el periodo de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como inversiones financieras disponibles para la venta (ver notas 3.g, 6 y 7). Considerando lo anterior, al cierre del presente ejercicio, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperaran recibir al final del periodo de concesión, originándose el registro de un mayor activo e ingresos financieros por un monto de M\$ 112.274.835 (ver nota 31).

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.032.346.845	202.977.693	1.166.221.729	444.327.960
Deudores comerciales, bruto	902.109.285	163.265.685	1.064.989.760	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	130.237.560	39.712.008	101.231.969	261.940.267

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	869.204.566	202.977.693	977.602.388	443.328.450
Deudores comerciales, neto	751.946.915	163.265.685	877.696.508	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	117.257.651	39.712.008	99.905.880	261.940.267

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 29.607.762 (M\$20.411.550 a diciembre de 2011); cuentas por cobrar por siniestro por terremoto y otras indemnizaciones por recibir por M\$ 74.873.533 (M\$ 24.261.059 a diciembre de 2011), cuentas por cobrar Atacama Finance por M\$ 6.717.268 (M\$ 10.859.686 a diciembre de 2011). Las cuentas por cobrar por aplicación de CINIIF 12 “ Acuerdos sobre Concesión de Servicios” que a diciembre de 2011 presentaban M\$ 212.947.609, a diciembre de 2012 fueron clasificadas como inversiones financieras disponibles para la venta (ver nota 6).

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

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

b) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	129.206.102	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	11.822.289	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	22.832.886	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	123.065.090	114.487.265
Total	286.926.367	264.470.360

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2011	194.759.159
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	18.649.480
Montos castigados	(7.046.353)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(16.743.435)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	189.618.851
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	33.173.360
Montos castigados	(28.552.888)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(31.097.044)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	163.142.279

(*) Ver nota 28 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.e y 19.5).

d) Información adicional:

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

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

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

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-2012	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	34.666	208.118	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	43.591	30.857	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.165	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7.407	4.230	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	22.457	107	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	95.399	7	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	23.890	311.013	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	578	-	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	71.721	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	764.937	630.091	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Venta de Energía	Menos de 90 días	3.284.701	2.135.015	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Peajes	Menos de 90 días	20.286.684	21.546.570	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	5.788.317	158.079	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	-	16.724	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	771.985	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos y reducción de capital	Menos de 90 días	-	8.926.072	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	546.833	591.541	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	379.802	379.862	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	784.741	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36.340	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	17.256	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	42.019	317.563	-	-
Total							33.028.911	35.282.592	-	-

(*) Ver nota 20.3

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	
							31-12-2012	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	162.847	995.885	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	105.569	130.841	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	69.349.995	69.240.261	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	17.925.206	27.306.717	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Mas de un año	-	1.207.252	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	216.029	182.599	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	15.896	60.659	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	109.529	152.402	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	54.607	538.373	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días	7.234.142	19.615.744	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energía	Menos de 90 días	20.595.952	21.546.571	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.081	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	752	68.039	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	25.884.955	8.517.317	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra de Carbón	Menos de 90 días	-	5.586.847	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	4.556.927	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	32.200	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	846	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	34.487	124.977	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	373.944	1.613.683	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	13.589	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	37.551	44.705	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	48.086	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	7.402	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4.782	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	80.928	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	407	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	222.468	-	-
Total							146.827.411	157.177.638	-	-

(*) Ver nota 20.3

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

c) **Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:**

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-12-2012 Totales M\$	31-12-2011 Totales M\$	31-12-2010 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	47.905	57.534	162.670
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(56.482)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(5.725.765)	(13.352.506)	(14.267.877)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	233.512	210.546	191.034
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	267.642	97.878	3.512
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	50.410	48.844	39.585
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(15.119)	118.904	(178.114)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	(4.490)	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	23.148	70.331
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(1.165)	(7.380)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	75.041	127.091
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(41.522.504)	-	-
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(705.859)	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	-	2.705
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	23.890	598.940	395.480
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(168.238.842)	(132.888.115)	(143.303.323)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(34.209.731)	(28.679.684)	(14.109.590)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	220.493	39.006	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	21.995	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	638.187	6.824.604	418.290
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	661.296	-	86.563
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	49.133	75.693	91.412
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	2.475	33.703	62.602
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.166.157)	(945.433)	(759.389)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.988.042)	(2.277.414)	(1.919.788)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	99.120	43.114	48.042
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(789.477)	(3.813.927)	(3.554.055)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	133.735	131.038	8.876
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Ultima	Otras prestaciones de servicios	-	-	175.358
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	(97.053)	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(649.266)	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	16.222	1.389.272	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.175.039)	(2.914.936)	(2.814.618)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(697.653)	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(5.042.960)	(39.042.866)	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	286.516	-
Extranjera	Central Termica San Martin	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	211.530	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Compras de Energía	(3.474.994)	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	(6.577)	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	3.474.747	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(801.990)	-	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	77.019	-	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	19.216	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	481.177	419.356	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(6.133)	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	30.536	-	-
76.583.350-8	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros gastos variables	-	-	(22.179)
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	29.788	170.762
Total					(260.783.667)	(213.186.865)	(178.938.482)

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.

(*) Sociedades relacionadas con nuestro Director Eugenio Tironi Barrios.

Al 31 de diciembre de 2012, no existe saldo pendiente por pagar a la Sociedad Gestión Social S.A. Al cierre del ejercicio 2011, existía un saldo por pagar por un monto de M\$ 4.119.

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2011. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio celebrada el 27 de abril de 2011.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

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

-101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

-66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012.

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

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

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010:

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

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

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2010				
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2010	55.023	-	759	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2010	27.511	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2010	26.743	-	8.665	1.520
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2010	26.750	-	764	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - abril 2010	8.373	-	2.284	1.520
TOTAL				182.676	-	25.748	3.040

(1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que le corresponden como miembro del Directorio de la compañía.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
22.298.662-1	Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
23.535.550-7	Massimo Tambosco	Subgerente General
7.984.912-K	Eduardo Escaffi Johnson (1)	Gerente Regional de Finanzas
14.710.692-0	Angel Chocarro García	Gerente Regional de Contabilidad
22.357.225-1	Ramiro Alfonsín Balza	Gerente Regional de Planificación y Control
	Extranjero Alain Rosolino (2)	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larrain Medina	Gerente Regional de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

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

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

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

	Saldo al		
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Remuneración	2.615.660	2.660.608	1.790.071
Beneficios a corto plazo para los empleados	996.474	846.340	817.101
Otros beneficios a largo plazo	724.297	151.636	87.888
Total	4.336.431	3.658.584	2.695.060

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

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

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

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

Plan de participaciones restringidas de 2008:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(*) El valor de ejercicio de las participaciones restringidas fue de € 13.683 (2011). De acuerdo al criterio contable descrito en Nota 3.s, Enersis reconoció simultáneamente un gasto de personal y un incremento patrimonial por un monto de € 1.614 (2011). Este monto corresponde al valor devengado durante el periodo en que el personal clave relacionado a este plan presta servicios Enersis.

9. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Mercaderías	5.010.620	2.575.623
Suministros para la producción	42.462.327	35.893.349
Otros inventarios (*)	36.006.546	39.456.572
Total	83.479.493	77.925.544
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	36.006.546	39.456.572
Inventarios para proyectos y repuestos	26.705.519	26.562.119
Materiales eléctricos	9.301.027	12.894.453

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2012 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 782.263.736 (M\$ 742.639.363 y M\$ 672.038.103 al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente). Ver nota 26.

Al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Pagos provisionales mensuales	62.785.901	84.429.230
IVA crédito fiscal	74.704.027	39.192.265
Crédito por utilidades absorbidas	60.335.643	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	235.498	7.040
Otros	12.943.811	10.131.741
Total	211.004.880	141.827.684

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuesto a la renta	81.236.746	110.516.971
IVA débito fiscal	22.271.681	45.054.989
Otros	69.628.283	80.281.282
Total	173.136.710	235.853.242

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

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

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

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

El día 20 de diciembre de 2010, el Directorio de Enersis S.A. aceptó las ofertas recibidas por la totalidad de sus participaciones sociales que posee en CAM y Synapsis. La oferta por la adquisición de Cam fue presentada por Graña y Montero S.A.A., empresa de nacionalidad peruana, quien ofertó la suma de US\$ 20 millones, monto que finalmente, después de realizar un ajuste de precio e indemnizaciones contractuales, quedó en US\$ 14,2 millones. La oferta para la adquisición de Synapsis fue presentada por Riverwood Capital L.P., empresa domiciliada en los Estados Unidos de América, cuyo precio ofertado es de US\$ 52 millones, monto que será pagado al cierre de la operación de venta. La venta de Cam se concretó el día 24 de febrero de 2011 y Synapsis el día 01 de marzo de 2011 (ver nota 2.4.1).

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

12. INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES CON CONTROL CONJUNTO.

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio de 2012 y 2011:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2012
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	4.283.023	(4.186.063)	(761.847)	(38.072)	9.030.441	-	9.030.441
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	5.198.419	(2.738.825)	644.605	782.465	3.886.664	(3.886.664)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	388.865	-	(5.373)	(6.657)	376.835	-	376.835
Extranjera	Endesa Cemsá S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	(24.718)	-	(660.005)	(32)	2.743.725	-	2.743.725
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	313	-	(6.012)	-	25.683	-	25.683
TOTALES					13.193.262	9.845.902	(6.924.888)	(788.632)	737.704	16.063.348	(3.886.664)	12.176.684

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2011 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2011 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2011
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	3.827	4.159.992	(4.142.727)	918.611	8.793.697	9.733.400	-	9.733.400
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	8.089.685	-	-	-	(8.089.685)	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	2.883.633	4.055.771	-	66.992	(15.880.240)	(8.873.844)	8.873.844	-
Extranjera	Endesa Cemsá S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.094.078	249.673	-	84.729	-	3.428.480	-	3.428.480
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	30.151	468	-	763	-	31.382	-	31.382
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	(278)	-	-	-
TOTALES					14.101.652	8.465.904	(4.142.727)	1.071.095	(15.176.506)	4.319.418	8.873.844	13.193.262

(1) Con fecha 16 de noviembre de 2011, la sociedad Electrogas S.A. fusionó a la sociedad Inversiones Electrogas S.A.

b. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.

c. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

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

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2011							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	49.705.466	820.787	42.907.410	-	3.423.785	(2.868.957)	554.828
GNL Quintero S.A	20,00%	112.362.755	600.607.534	76.192.955	681.146.225	95.676.650	(75.397.751)	20.278.899
Electrogas S.A.	42,50%	2.688.608	44.772.738	9.510.888	15.048.487	17.218.630	(7.430.408)	9.788.222

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

12.2 Sociedades con control conjunto

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2012 y 2011 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo posee control conjunto y que se ha utilizado en el proceso de consolidación (proporcionalmente):

	31 de diciembre de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	10.081.574	127.061.491	5.728.373	248.465	-	(1.140.074)	(1.140.074)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.273.653	9.921.635	503.949	1.269.420	2.265.866	(1.576.437)	689.429
Gas Atacama S.A.	50,00%	109.901.311	280.273.935	48.808.533	42.927.589	119.376.455	(82.726.987)	36.649.468
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	23.345.306	108.830.580	32.149.721	69.636.889	78.544.480	(72.429.762)	6.114.718

	31 de diciembre de 2011							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	10.250.367	115.878.802	7.348.428	1.035.256	-	(4.664.851)	(4.664.851)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.463.786	10.533.846	298.164	966.978	2.310.668	(1.632.824)	677.844
Gas Atacama S.A.	50,00%	93.103.848	314.752.350	77.452.973	45.808.413	260.889.567	(225.125.891)	35.763.676
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	19.310.231	95.221.154	21.878.731	35.202.359	67.811.590	(61.233.568)	6.578.022

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Activos intangibles	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos Intangibles netos	1.203.135.574	1.467.398.214
Servidumbre y Derechos de Agua	44.658.323	33.716.526
Concesiones Neto (1) (*)	1.093.803.169	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	10.310.522	10.282.488
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.546.806	2.363.933
Programas Informáticos	48.891.809	48.745.282
Otros Activos Intangibles Identificables	2.924.945	3.258.045

Activos intangibles	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos Intangibles bruto	2.225.830.913	2.361.625.560
Servidumbre y Derechos de Agua	52.702.900	40.322.337
Concesiones	1.970.550.917	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	19.823.753	17.698.378
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	10.734.905	9.237.477
Programas Informáticos	159.737.005	139.315.361
Otros Activos Intangibles Identificables	12.281.433	9.954.703

Activos intangibles	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.022.695.339)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(8.044.577)	(6.605.811)
Concesiones	(876.747.748)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(9.513.231)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(8.188.099)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(110.845.196)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.356.488)	(6.696.658)

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	10.049.562	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	625.413.669	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	458.339.938	623.594.980
TOTAL				1.093.803.169	1.369.031.940

(*) Ver nota 3d.1)

Durante el ejercicio de 2012 el regulador eléctrico brasileño ha modificado el periodo en el que retribuye las inversiones realizadas en activos adscritos a las concesiones de distribución eléctrica lo que ha supuesto una disminución de M\$ 108.639.110 en el valor del activo intangible registrado por la concesión. Esta disminución se ha visto compensada por un aumento similar en el rubro inversiones financieras disponibles para la venta ya que este cambio supondrá un mayor importe recuperable como pago por las inversiones realizadas pendientes de amortizar al final del periodo de concesión. (Ver nota 6)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio de 2012 y 2011 han sido los siguientes:

Año 2012

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre y Derechos de agua, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2012	10.282.488	33.716.526	1.369.031.940	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	4.077.641	1.049.888	149.026.486	666.661	23.273.818	25.162	178.119.656
Retiros	(1.104.668)	(5.016)	(1.303.906)	(1)	(12.842)	(6.835)	(2.433.268)
Amortización (*)	(2.034.121)	(675.305)	(87.051.738)	(1.221.313)	(11.050.749)	(438.016)	(102.471.242)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	124.168	346.227	(213.403.284)	17.368	(4.005.420)	40.688	(216.880.253)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.034.986)	10.226.003	(122.496.329)	720.158	(8.058.280)	45.901	(120.597.533)
Total movimientos en activos intangibles identificables	28.034	10.941.797	(275.228.771)	182.873	146.527	(333.100)	(264.262.640)
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2012	10.310.522	44.658.323	1.093.803.169	2.546.806	48.891.809	2.924.945	1.203.135.574

(*) Ver nota 28 Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Año 2011

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	8.741.017	31.698.726	1.360.183.077	2.872.877	44.247.169	4.843.539	1.452.586.405
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	2.897.310	500.709	173.836.828	718.039	13.095.987	22.860	191.071.733
Retiros	(813.771)	-	(8.618.410)	-	(182.691)	(20.853)	(9.635.725)
Amortización	(1.044.292)	(341.988)	(88.675.941)	(1.379.500)	(10.797.238)	(442.587)	(102.681.546)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	517.527	276.864	(17.416.448)	98.355	1.325.759	161.688	(15.036.255)
Otros incrementos (disminuciones)	(15.303)	1.582.215	(50.277.166)	54.162	1.056.296	(1.306.602)	(48.906.398)
Total movimientos en activos intangibles identificables	1.541.471	2.017.800	8.848.863	(508.944)	4.498.113	(1.585.494)	14.811.809
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2011	10.282.488	33.716.526	1.369.031.940	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de diciembre de 2012 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

14. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2011 M\$	Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de Resultados	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2011 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2012 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	8.713.277	(8.931.451)	218.174	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	239.730.987	-	(3.207.683)	236.523.304	-	(37.853.331)	198.669.973
Investluz S.A.	121.789.611	-	(1.629.587)	120.160.024	-	(19.230.482)	100.929.542
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	10.536.443	-	1.053.186	11.589.629	-	153.012	11.742.641
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (***)	3.139.337	-	-	3.139.337	(3.139.337)	-	-
Endesa Costanera S.A. (**)	5.315.282	(5.448.372)	133.090	-	-	-	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	12.509.433	-	313.227	12.822.660	-	(2.476.733)	10.345.927
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (***)	1.516.768	-	-	1.516.768	3.139.337	-	4.656.105
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	7.348.467	-	734.527	8.082.994	-	106.715	8.189.709
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	38.505.616	-	6.005.693	44.511.309	-	(1.184.185)	43.327.124
Cachoeira Dourada S.A.	87.903.465	-	(1.176.179)	86.727.286	-	(13.879.886)	72.847.400
Edegel S.A.A	72.931.068	-	10.848.527	83.779.595	-	(2.228.883)	81.550.712
Emgesa S.A. E.S.P.	4.673.418	-	467.264	5.140.682	-	66.588	5.207.270
Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	731.782.459	-	-	731.782.459	-	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	11.453	-	1.786	13.239	-	(352)	12.887
Total	1.477.021.924	(14.379.823)	13.762.025	1.476.404.126	-	(76.527.537)	1.399.876.589

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2012 y 2011 (ver nota 3 e).

(*) Ver nota 15.d) viii

(**) Ver nota 34.5

(***) 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.

El origen de 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)

6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

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

7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

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

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

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

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

10.- Cachoeira Dourada S.A.

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

11.- Edegel S.A.A.

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

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

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

13.- Chilectra S.A.

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

14.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.

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

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.243.620.209	7.242.731.006
Construcción en Curso	861.933.364	1.072.203.347
Terrenos	107.027.332	103.166.702
Edificios	96.068.676	103.542.090
Planta y Equipo	6.079.114.959	5.864.732.615
Instalaciones Fijas y Accesorios	74.559.610	71.886.276
Otras Propiedades, Planta y Equipo	24.916.268	27.199.976

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.764.909.059	12.611.068.947
Construcción en Curso	861.933.364	1.072.203.347
Terrenos	107.027.332	103.166.702
Edificios	171.955.290	181.206.892
Planta y Equipo	11.381.747.327	11.016.684.462
Instalaciones Fijas y Accesorios	209.882.929	203.946.217
Otras Propiedades, Planta y Equipo	32.362.817	33.861.327

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.521.288.850)	(5.368.337.941)
Edificios	(75.886.614)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.302.632.368)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(135.323.319)	(132.059.941)
Otros	(7.446.549)	(6.661.351)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio de 2012 y 2011:

Movimientos año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	1.072.203.347	103.166.702	103.542.090	5.864.732.615	71.886.276	27.199.976	7.242.731.006
Adiciones	497.524.341	244.787	365.995	18.040.552	8.078.852	-	524.254.527
Retiros	(7.978)	(299.846)	(24.511)	(2.348.958)	(249.031)	-	(2.930.324)
Gasto por depreciación (*)	-	-	(5.036.485)	(319.018.617)	(15.371.768)	(956.611)	(340.383.481)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (*)	-	-	-	(12.578.098)	-	-	(12.578.098)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(23.742.485)	(554.413)	(5.657.569)	(134.227.522)	(4.723.849)	(415.196)	(169.321.034)
Otros incrementos (decrementos)	(684.043.861)	4.470.102	2.879.156	664.514.987	14.939.130	(911.901)	1.847.613
Total movimientos	(210.269.983)	3.860.630	(7.473.414)	214.382.344	2.673.334	(2.283.708)	889.203
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	861.933.364	107.027.332	96.068.676	6.079.114.959	74.559.610	24.916.268	7.243.620.209

(*) Ver nota 28 Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Movimientos año 2011	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	810.013.619	122.864.336	103.735.435	5.613.164.538	74.513.233	27.649.494	6.751.940.655
Adiciones	512.145.923	601.827	560.334	26.297.088	8.744.381	228	548.349.781
Retiros	(894.857)	(27.495)	(11.695)	(1.478.364)	(276.423)	-	(2.688.834)
Gasto por depreciación	(47.084)	-	(4.917.847)	(292.351.527)	(23.896.598)	(1.005.434)	(322.218.490)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(106.449.843)	-	-	(106.449.843)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	19.527.280	4.656.121	4.175.863	318.631.910	14.856.991	196.655	362.044.820
Otros incrementos (decrementos)	(268.541.534)	(24.928.087)	-	306.918.813	(2.055.308)	359.033	11.752.917
Total movimientos	262.189.728	(19.697.634)	(193.345)	251.568.077	(2.626.957)	(449.518)	490.790.351
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	1.072.203.347	103.166.702	103.542.090	5.864.732.615	71.886.276	27.199.976	7.242.731.006

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

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

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

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 126.760.139 y M\$ 137.092.811, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-12-2012			31-12-2011							
	Bruto	M\$	Interés	M\$	Valor Presente M\$	Bruto	M\$	Interés	M\$	Valor Presente M\$	
Menor a un año		12.154.120		1.929.701		10.224.419		15.954.189		2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años		40.346.759		3.945.765		36.400.994		39.105.238		5.827.660	33.277.578
Más de cinco años		13.016.926		2.211.594		10.805.331		27.619.488		2.457.926	25.161.562
Total		65.517.805		8.087.060		57.430.744		82.678.915		10.431.523	72.247.392

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

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

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

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

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 incluyen M\$ 18.905.120, M\$ 17.042.089 y M\$ 16.980.825, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	18.932.624	7.690.811	5.655.232
Entre un año y cinco años	34.901.830	21.347.042	19.916.962
Más de cinco años	69.870.162	41.634.563	26.625.179
Total	123.704.616	70.672.416	52.197.373

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2012 y 2011 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 229.011.250 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 175.143.405 y M\$ 328.844.715, respectivamente. (ver Nota 34).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$300.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$30.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50% consolidada por integración proporcional, posee, entre otros activos, una planta de generación de electricidad de ciclo combinado en el norte de Chile. Ante la imposibilidad de importar gas natural de países limítrofes, Gas Atacama se ha visto en la necesidad de generar electricidad utilizando combustibles alternativos cuyo costo se ha incrementado de forma muy significativa desde los últimos meses de 2007 debido al incremento de precio del petróleo. Como consecuencia de esta situación la sociedad presentó demandas con la finalidad de cancelar anticipadamente el contrato que mantiene con la distribuidora Emel. El 25 de enero de 2008 se resolvió el arbitraje sobre dicha solicitud habiéndose denegado la cancelación anticipada del mencionado contrato. Esta situación redujo de forma significativa el valor recuperable de la citada planta por lo que al 31 de diciembre de 2007, se reconoció una provisión de pérdida por deterioro por un monto de MMUS\$110.

v) La situación de los activos, básicamente obras e infraestructuras, de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC; desde el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la próxima entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento holgada en los próximos años en la que se estima no se requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró al 31 de diciembre de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600.

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

Producto de lo anterior, se efectuaron retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 9.733.426, fundamentalmente en la Central Bocamina I. Todos los desembolsos efectuados están cubiertos por seguros, en los que existe un deducible de MMUS\$ 2,5.

Cabe consignar que Enersis cuentan con seguros contratados y las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, que cubren tanto los daños materiales, como la interrupción de negocios. (Ver nota N°25)

vii) 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\$.93.996.585,73, quedando aún un saldo por cobrar ascendente a US\$18.940.294,84

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

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

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

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

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

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

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

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. por M\$ 106.449.843, así como una pérdida adicional por M\$ 8.931.451 por el deterioro completo de la plusvalía en compra que tenía asignada a su filial argentina (ver Nota 14). Esta provisión cubre la totalidad del riesgo patrimonial que Edesur representa para el Grupo Enersis.

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

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2012 y 2011 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	33.019.154
Adiciones	2.716.250
Desapropiaciones	(977.173)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	3.321.687
Saldo al 31 de diciembre de 2011	38.055.889
Adiciones	7.936.694
Desapropiaciones	(1.646.504)
Gasto por depreciación	(69.374)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	2.646.265
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2012	46.922.970

(*) Ver nota 28.

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2011, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 47.410.152. Al 31 de diciembre de 2012 el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en los ejercicios 2012 y 2011 son M\$ 9.594.069 y M\$ 5.102.508, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los ejercicios 2012, 2011 y 2010 relacionados con las propiedades de inversión no son significativos.

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

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

- a. El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	78.039.178	87.992.490	411.871.841	455.205.366
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	-	6.082.237
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	8.988.436	12.161.705	12.777.749	5.034.474
Impuestos diferidos relativos a provisiones	44.943.044	86.876.561	-	4.431.328
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	2.252.322	31.195.995	-	107.097
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	46.768.738	38.807.414	304.470	5.074.020
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	47.320.153	37.813.186	6.417.993	880.379
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	16.442.922	22.117.495	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	82.912.647	62.973.782	87.653.993	31.623.354
Total Impuestos Diferidos	327.667.440	379.938.628	519.026.046	508.438.255

- b. Los movimientos de los rubros de "Impuestos diferidos" del estado de situación consolidado en el periodo 2012 y ejercicio 2011 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	452.634.364	555.923.578
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(48.785.847)	(26.492.538)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	14.647.632	3.942.971
Diferencia de conversión de moneda extranjera	8.826.145	33.797.031
Otros incrementos (decrementos)	(47.383.666)	(58.732.787)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	379.938.628	508.438.255
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	29.866.694	78.903.593
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(719.440)	3.161.786
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(31.819.436)	(21.323.544)
Otros incrementos (decrementos)	(49.599.006)	(50.154.044)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	327.667.440	519.026.046

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.

- c. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 50.426.796 y M\$ 39.313.993, respectivamente. Ver nota 3.o.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales, asociadas y entidades bajo control conjunto, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y entidades bajo control conjunto, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2012 asciende a M\$2.283.224.481 (M\$ 2.204.931.942 al 31 de diciembre de 2011).

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

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

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

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

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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2012			31 de diciembre de 2011			31 de diciembre de 2010		
	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	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	515	(569)	(54)	(55.959)	9.513	(46.446)	(179)	31	(148)
Cobertura de Flujo de Caja	66.841.875	(25.726.629)	41.115.246	(88.032.492)	14.110.400	(73.922.092)	30.911.303	(5.301.050)	25.610.253
Ajustes por conversión	(363.936.877)	-	(363.936.877)	211.929.739	-	211.929.739	(138.554.045)	-	(138.554.045)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	(15.001.248)	4.662.040	(10.339.208)	(62.246.623)	23.078.884	(39.167.739)	(48.495.375)	16.515.279	(31.980.096)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(312.095.735)	(21.065.158)	(333.160.893)	61.594.665	37.198.797	98.793.462	(156.138.296)	11.214.260	(144.924.036)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	662.888.607	2.687.724.262	661.974.731	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	4.850.754	233.368.171	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.442.847	7.027.436	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	892.104	-
	670.182.208	2.928.119.869	672.082.338	3.271.355.293

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2012		Saldo al 31 de diciembre de 2011	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	111.937.937	292.400.621	278.455.859	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	394.389.956	2.204.708.298	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	4.880.687	4.689.387	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	10.224.419	47.206.325	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	141.455.608	138.719.631	116.264.387	225.106.811
Total	662.888.607	2.687.724.262	661.974.731	3.049.197.963

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	1,76%	Sin Garantía	354.739	1.191.983	1.546.722	97.967.390	-	-	97.967.390
Chile	Ch\$	4,90%	Sin Garantía	432	-	432	-	-	-	-
Peru	US\$	3,49%	Sin Garantía	1.806.758	444.835	2.251.593	10.632.998	25.699.999	12.010.552	48.343.549
Peru	Soles	5,50%	Sin Garantía	187.239	-	187.239	-	1.875.756	20.633.302	22.509.058
Argentina	US\$	8,91%	Sin Garantía	7.214.852	4.421.192	11.636.044	7.368.666	-	-	7.368.666
Argentina	\$ Arg	20,96%	Sin Garantía	29.367.103	25.564.977	54.932.080	10.429.806	-	-	10.429.806
Colombia	\$ Col	8,12%	Sin Garantía	6.817.245	-	6.817.245	-	82.656.349	-	82.656.349
Brasil	US\$	7,79%	Sin Garantía	-	6.199.249	6.199.249	13.651.212	7.623.414	1.851.177	23.125.803
Brasil	Real	7,47%	Sin Garantía	5.001.762	23.365.571	28.367.333	-	-	-	-
Total				50.750.130	61.187.807	111.937.937	140.050.072	117.855.518	34.495.031	292.400.621

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	1,97%	Sin Garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	107.025.578	849.449	-	107.875.027
Perú	US\$	3,63%	Sin Garantía	2.354.628	8.838.878	11.193.506	4.296.544	19.212.039	26.158.087	49.666.670
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	310.428	1.541.618	1.852.046	-	-	30.832.352	30.832.352
Argentina	US\$	5,28%	Sin Garantía	494.597	6.393.975	6.888.572	17.983.101	1.598.484	-	19.581.585
Argentina	\$ Arg	21,17%	Sin Garantía	37.631.229	17.687.954	55.319.183	40.368.276	2.414.084	-	42.782.360
Colombia	\$ Col	6,48%	Sin Garantía	262.107	86.794.795	87.056.902	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,05%	Sin Garantía	-	5.825.541	5.825.541	13.909.371	11.722.036	6.352.599	31.984.006
Brasil	Real	12,89%	Sin Garantía	9.173.097	99.454.802	108.627.899	33.381.001	-	-	33.381.001
Total				50.310.586	228.145.273	278.455.859	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2012 asciende a M\$ 405.226.404 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 582.919.972.

18.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2011 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	22.439.241	802.032	23.241.273	396.001.073	236.020.317	157.801.599	789.822.989
Chile	CH\$	5,29%	Sin Garantía	31.548.592	9.198.469	40.747.061	13.764.742	14.617.263	378.064.242	406.446.247
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	853.625	60.597	914.222	5.049.784	13.692.084	19.828.195	38.570.063
Perú	Soles	7,37%	Sin Garantía	27.920.075	57.158	27.977.233	80.986.235	42.415.673	28.905.326	152.307.234
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	15.571	3.963.560	3.979.131	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,99%	Sin Garantía	1.753.145	36.094.355	37.847.500	131.329.301	76.673.844	574.038.462	782.041.607
Brasil	Real	12,97%	Sin Garantía	6.688.369	101.390.968	108.079.337	60.242.802	120.351.829	90.131.132	270.725.763
Total				91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903

18.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2011 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	135.886	60.596	196.482	9.635.108	-	-	9.635.108
Total				135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	9.635.108

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2012 asciende a M\$ 2.886.287.734 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 3.209.731.363.

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	12-2012				12-2011												
										Corriente M\$		No Corriente M\$		Corriente M\$		No Corriente M\$										
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,15%	6,06%	Si	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,57%	6,47%	Si	-	4.748.371	4.748.371	-	-	-	-	10.463.994	60.596	10.463.994	4.817.554	-	-	-	-	-	4.817.554
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	132.316	-	132.316	4.689.387	-	-	4.689.387	135.886	-	135.886	4.817.554	-	-	-	-	-	4.817.554
Totales Bonos Garantizados										132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	4.689.387	135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	-	-	9.635.108	

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012						12-2011							
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,13%	1.231.661	3.610.794	4.842.455	11.478.411	17.127.941	-	28.606.352	1.918.477	6.218.565	8.137.042	10.519.276	14.415.305	11.395.943	36.330.524
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco BBVA Continental	Perú	Soles	5,77%	1.191.889	2.701.760	3.893.649	2.178.152	-	2.178.152	579.527	3.648.359	4.227.886	2.859.893	-	-	2.859.893	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,60%	72.637	390.074	462.711	202.235	-	202.235	121.499	280.084	401.583	593.623	-	-	593.623	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.025.604	1.025.604	2.255.535	2.558.284	11.405.767	16.219.586	1.041.741	-	1.041.741	2.291.023	2.598.536	13.765.541	18.655.100
Totales Leasing								2.496.187	7.728.232	10.224.419	16.114.333	19.686.225	11.405.767	47.206.325	3.661.244	10.147.008	13.808.252	16.263.815	17.013.841	25.161.484	58.439.140

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

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012						12-2011								
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente					
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	27	-	27	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	70.025.348	-	70.025.348	-	-	-	-	7.749.998	14.969.290	22.719.288	12.851.153	37.735.332	-	-	50.586.485
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	14.355.259	-	14.355.259	-	-	-	-	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	1.791.317	3.600.814	5.392.131	5.629.544	-	5.629.544	679.866	1.133.110	1.812.976	-	-	-	-	-	-
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	2.022.260	-	2.022.260	-	-	-	-	3.929.271	-	3.929.271	-	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	96.963.440-6	ESC GROUP	Chile	US\$	7,50%	6.651.792	-	6.651.792	-	-	-	-	11.197.341	-	11.197.341	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,06%	3.218.667	9.027.835	12.246.502	23.271.708	22.831.600	12.665.160	58.768.468	4.941.520	10.526.077	15.467.597	23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480	
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,50%	172.980	640.394	813.374	2.375.163	2.224.100	1.703.248	6.302.511	205.853	613.419	819.272	2.035.832	2.239.892	2.816.907	7.092.631	
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	1.235	1.235	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	3.958	3.958	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,61%	977.200	2.940.005	3.917.205	910.845	-	910.845	1.049.301	3.073.192	4.122.493	5.366.340	-	-	-	5.366.340	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,62%	13.741	66.375	80.116	33.187	-	1.325.728	1.358.915	16.411	113.158	129.569	108.803	-	1.448.799	1.557.602	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,78%	1.524.427	6.381.892	7.906.319	19.261.134	9.944.359	6.165.602	35.371.095	1.975.303	6.454.541	8.429.844	24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	5,49%	-	-	-	-	-	-	-	-	4.532.108	4.532.108	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,52%	3.493.261	8.605.380	12.098.641	11.473.840	-	11.473.840	5.567.428	16.072.830	21.640.258	27.967.533	-	-	-	27.967.533	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,46%	867.551	2.252.314	3.119.865	5.005.894	4.687.321	7.797.798	17.491.013	1.289.715	3.067.631	4.357.346	6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	-	2.826.796	2.826.796	1.413.400	-	1.413.400	-	3.176.291	3.176.291	4.764.438	-	-	-	4.764.438	
Totales Otros								105.113.803	36.341.805	141.455.608	69.374.715	39.687.380	29.657.536	138.719.631	38.602.036	77.662.351	116.264.387	107.046.547	73.724.319	44.335.945	225.106.811	

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

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2012, M\$ 663.941.768 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.m). Al 31 de diciembre de 2011 dicho monto ascendía a M\$ 739.686.386.

El movimiento durante los ejercicios 2012, 2011 y 2010 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	30.554.503	67.748.527	60.346.205
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	17.591.453	(28.520.464)	15.654.909
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(10.657.638)	(9.306.696)	(8.252.587)
Diferencias de conversión	(115.517)	633.136	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	37.372.801	30.554.503	67.748.527

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 240.680.742 y M\$ 238.832.000, respectivamente.

19. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo 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.
- El Comité de Riesgos del Grupo es el órgano encargado de definir, aprobar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las actuaciones relacionadas con el riesgo.
- El Gobierno de los Riesgos, se organiza operativamente a través de la existencia de las funciones de Control de Riesgos y de Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
 - Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
 - Los límites de los negocios se ratifican por el Comité de Riesgos del Grupo.
 - Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
 - Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enersis.

19.1. Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 61% al 31 de diciembre de 2012.

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

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

Posición neta:

	31-12-2012 %	31-12-2011 %
Tasa de interés fijo	61%	62%
Tasa de interés variable	39%	38%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

19.3. Riesgo de commodities.

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

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

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, la compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2012, están vigentes operaciones swap por 462 mil barriles de Brent para enero 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el periodo febrero-junio de 2013.

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities (ver nota 20.3).

19.4. Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades

proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 18, 20 y anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 857.380.018 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 240.683.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo tenía una liquidez de M\$ 1.219.921.268 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 238.832.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5. Riesgo de crédito.

Dada la coyuntura económica actual, el Grupo viene realizando un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos 2 calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Las colocaciones están respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea privilegiando, en la medida de lo posible y condiciones de mercado, los primeros.

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

19.6. Medición del riesgo.

El Grupo Enersis elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de garantizar que el riesgo asumido por la compañía permanezca consistente con la exposición al riesgo definida por la Gerencia, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

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

- Deuda
- Derivados financieros.

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

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

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

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

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

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

Posiciones financieras	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Tipo de interés	16.015.372	41.560.004
Tipo de cambio	2.344.016	3.602.591
Correlación	(638.396)	(310.050)
Total	17.720.992	44.852.545

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2012 y 2011 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

31 de diciembre de 2012						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	51.876
Otros activos de carácter financiero	-	194.196.327	-	902.486.072	-	-
Total Corriente	-	194.196.327	-	902.486.072	-	51.876
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.882.792	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	32.384.466
Otros activos de carácter financiero	-	-	27.045.746	204.553.172	375.227.434	-
Total No Corriente	-	-	27.045.746	204.553.172	378.110.226	32.384.466
Total	-	194.196.327	27.045.746	1.107.039.244	378.110.226	32.436.342

31 de diciembre de 2011						
	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	47.504	-	-	-	-	748.078
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.013.028.618	-	-
Total Corriente	47.504	-	-	1.013.028.618	-	748.078
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.892.655	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.793.960	444.818.541	-	-
Total No Corriente	-	-	20.793.960	444.818.541	2.892.655	12.178.355
Total	47.504	-	20.793.960	1.457.847.159	2.892.655	12.926.433

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

31 de diciembre de 2012				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	3.755.999	2.022.260	659.553.195	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4.850.754
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.360.087.146	-
Total Corriente	3.755.999	2.022.260	2.019.640.341	4.850.754
Préstamos que devengan interés	8.336.860	-	2.686.414.838	-
Instrumentos derivados	-	-	-	233.368.171
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total No Corriente	8.336.860	-	2.686.414.838	233.368.171
Total	12.092.859	2.022.260	4.706.055.179	238.218.925

31 de diciembre de 2011				
	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	11.601.335	3.929.271	646.444.125	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	6.200.643
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.395.341.923	-
Total Corriente	12.408.440	3.929.271	2.041.786.048	6.200.643
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.035.982.494	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.548.235	-
Total No Corriente	13.215.469	-	3.059.530.729	212.913.735
Total	25.623.909	3.929.271	5.101.316.777	219.114.378

20.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2012				31 de diciembre de 2011			
	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:	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	51.876	29.200.554	4.666.417	227.784.641	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	51.876	29.200.554	4.648.602	224.676.991	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	17.815	3.107.650	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	51.876	32.384.466	4.850.754	233.368.171	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2012	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2011	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(2.583.955)	(4.376.384)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(3.125.465)	(7.157.165)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(200.073.163)	(194.654.396)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios 2012 y 2011 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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

	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	381.011	-	4.034.969	-	3.788.165	-
Partida subyacente	-	2.167.393	-	4.763.189	-	6.749.098
TOTAL	381.011	2.167.393	4.034.969	4.763.189	3.788.165	6.749.098

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

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2012				31 de diciembre de 2011			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	-	-	-	-	47.504	807.105	-	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2012 y 2011, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2012							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de flujos de caja	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de tipo de cambio:	(203.198.626)	10.905.551	490.286.790	1.785.653	216.342.351	-	-	719.320.345
Cobertura de flujos de caja	(200.073.163)	9.407.392	488.681.512	65.598	216.342.351	-	-	714.496.853
Cobertura de valor razonable	(3.125.465)	1.498.159	1.605.278	1.720.055	-	-	-	4.823.492
Derivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	(205.782.583)	17.492.816	608.118.174	35.311.546	260.131.845	20.679.250	-	941.733.631

Derivados financieros	31 de diciembre 2011							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de flujos de caja	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de tipo de cambio:	(201.811.561)	29.287.450	10.912.595	499.430.704	2.091.618	211.163.933	-	752.886.300
Cobertura de flujos de caja	(194.654.396)	23.473.223	9.147.062	497.538.936	64.588	211.163.933	-	741.387.742
Cobertura de valor razonable	(7.157.165)	5.814.227	1.765.533	1.891.768	2.027.030	-	-	11.498.558
Deivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294
TOTAL	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457

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

20.3 Jerarquías del valor razonable.

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	32.436.342	-	32.436.342	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	784.741	-	784.741	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	194.196.327	194.196.327	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	31.468	31.468	-	-
Total	227.448.878	194.227.795	33.221.083	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	235.093.460	-	235.093.460	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	3.125.465	-	3.125.465	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	32.200	-	32.200	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	3.755.999	-	3.755.999	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	8.336.860	-	8.336.860	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	252.366.244	-	250.343.984	2.022.260

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2011 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	47.504	-	47.504	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	86.852	86.852	-	-
Total	13.060.789	86.852	12.973.937	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés cargo plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros corto plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

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

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 31 de diciembre de 2010	12.395.250
Utilidad imputada en resultado financiero	(8.465.979)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.929.271
Utilidad imputada en resultado financiero	(1.907.011)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2.022.260

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

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

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acreeedores comerciales	414.477.338	393.066.581	-	-
Otras cuentas por pagar	798.782.397	841.997.878	14.257.438	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.213.259.735	1.235.064.459	14.257.438	14.304.607

El detalle de Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	Uno a cinco años	
			31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Proveedores por compra de energía	367.620.139	354.964.500	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	46.857.199	38.102.081	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	537.415.415	529.596.153	24.806	243.790
Dividendos por pagar a terceros	117.318.367	161.073.860	-	-
Multas y reclamaciones (*)	78.970.305	74.994.982	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	24.036.804	17.971.576	7.544.852	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	5.416.568	17.684.946	4.151.439	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	16.988.406	11.514.861	-	-
Obligaciones programas sociales	3.663.538	14.987.123	-	-
Otras cuentas por pagar	14.972.994	14.174.377	2.536.341	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.213.259.735	1.235.064.459	14.257.438	14.304.607

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

(*) Corresponde a multas y reclamaciones que nuestra filial argentina Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública ocurridos en años anteriores a 2010. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 4.2).

22. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales	31.476.623	49.741.677	156.269.126	186.849.932
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	20.612.156	13.806.632
Provisión proveedores y servicios	11.635.899	9.689.600	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	27.311.499	31.162.406	100.707	65.221
Provisiones de riesgos	-	-	-	38.388
Otras provisiones	20.706.674	9.108.971	97.000	1.813.468
Total	91.130.695	99.702.654	177.078.989	202.573.641

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

	Por Garantía	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	-	236.591.609	13.806.632	51.878.054	302.276.295
Provisiones Adicionales	-	-	6.293.131	-	6.293.131
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	(10.979.847)	2.890	1.732.867	(9.244.090)
Provisión Utilizada	-	(35.949.989)	(112.792)	(18.253.231)	(54.316.012)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	26.299.019	368.411	20.531.128	47.198.558
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	-	(28.538.459)	210.754	(7.091.382)	(35.419.087)
Otro Incremento (Decremento)	-	323.416	43.130	11.054.343	11.420.889
Total Movimientos en Provisiones	-	(48.845.860)	6.805.524	7.973.725	(34.066.611)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	-	187.745.749	20.612.156	59.851.779	268.209.684

	Por Garantía	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565
Provisiones Adicionales	-	-	2.049.816	-	2.049.816
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	36.123.460	54.806	2.684.365	38.862.631
Provisión Utilizada	-	(43.482.537)	-	(14.019.715)	(57.502.252)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(69.128.722)	-	-	(69.128.722)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	28.730.776	393.141	7.779.422	36.903.339
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(38.273)	(547.411)	573.146	1.737.638	1.725.100
Otro Incremento (Decremento)	(2.783.419)	30.252.798	(43.373)	(19.031.188)	8.394.818
Total Movimientos en Provisiones	(2.821.692)	(18.051.636)	3.027.536	(20.849.478)	(38.695.270)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2011	-	236.591.609	13.806.632	51.878.054	302.276.295

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales:

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

a) Beneficios de prestación definida:

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

b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa 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 causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

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

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

c) Beneficios de aportación definida:

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

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	265.067.889	277.526.013
Total Pasivo	265.067.889	277.526.013
Total Obligaciones Post Empleo, neto	265.067.889	277.526.013

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	637.730.012	600.384.950
(-) Plan de activos (*)	(393.880.165)	(366.137.888)
Total	243.849.847	234.247.062
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	21.218.042	31.908.269
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	-	11.370.682
Total Obligaciones Post Empleo, neto	265.067.889	277.526.013

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

(**) Las filiales brasileñas deben mantener un mínimo de financiación para cubrir el déficit por aportes comprometidos a la patrocinadora.

A continuación se presenta el saldo registrado en el Estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor de razonable de los activos afectos al 31 de diciembre 2012 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	637.730.012	600.384.950	554.990.745	510.334.175	443.320.261
Activos Afectos	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)	(264.762.082)
Diferencia	243.849.847	234.247.062	177.750.886	147.643.838	178.558.179
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y Párrafo 58 (b) de la NIC 19.	21.218.042	43.278.951	42.952.266	39.960.319	2.126.401
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	(2.786.493)	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	265.067.889	277.526.013	217.916.659	187.604.157	180.684.580

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	554.990.745
Costo del servicio corriente	4.355.454
Costo por intereses	57.048.714
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.252.638
(Ganancias) pérdidas actuariales	31.390.546
Diferencia de conversión de moneda extranjera	890.940
Contribuciones pagadas	(52.715.892)
Costo de servicio pasado	4.385.031
Reducción de la obligación por venta de Cam y Synapsis	(2.885.053)
Otros	1.671.827
Saldo al 31 de diciembre de 2011	600.384.950
Costo del servicio corriente	3.103.256
Costo por intereses	54.464.782
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.133.093
(Ganancias) pérdidas actuariales	85.134.270
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(60.264.213)
Contribuciones pagadas	(47.235.456)
Costos de servicios Pasados	656.779
Otros	352.551
Saldo al 31 de diciembre de 2012	637.730.012

Al 31 de diciembre de 2012, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,52% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (5,99% a 31 de diciembre de 2011), en un 77,69% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (78,56% a 31 de diciembre de 2011), en un 14,29% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,17% a 31 de diciembre 2011), en un 1,14% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,28% a 31 de diciembre de 2011) y el 0,36% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas.

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	(377.239.859)
Rendimiento esperado	(44.345.866)
(Ganancia) pérdida actuarial	29.912.014
Diferencia de conversión de moneda extranjera	5.214.769
Aportaciones del empleador	(13.605.383)
Aportaciones	(1.252.638)
Contribuciones pagadas	35.179.075
Saldo al 31 de diciembre de 2011	(366.137.888)
Rendimiento esperado	(34.379.133)
(Ganancia) pérdida actuarial	(85.384.376)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	73.137.727
Aportaciones del empleador	(1.133.093)
Aportaciones pagadas	(11.477.878)
Contribuciones pagadas	31.494.476
Saldo al 31 de diciembre de 2012	(393.880.165)

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

	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acciones	3	5
Inmuebles	12.825.725	10.152.936
Total	12.825.728	10.152.941

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

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2012		31-12-2011	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	52.904.778	13%	55.291.894	16%
Activos de renta fija	295.967.203	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	29.632.539	8%	20.653.101	6%
Otros	15.375.645	4%	14.549.487	3%
Total	393.880.165	100%	366.137.888	100%

La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las proyecciones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. La rentabilidad real promedio al 31 de diciembre del 2012 fue del 11,1%.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	3.103.256	4.355.454	4.455.159
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	54.464.782	57.048.714	52.703.379
Rendimiento esperado de activos del plan	(34.379.133)	(44.345.866)	(41.253.550)
Costo de servicio pasado plan de prestaciones definidas	656.779	4.385.031	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	23.845.684	21.443.333	15.904.988
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	15.001.248	62.246.623	48.495.375
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	38.846.932	83.689.956	64.400.363

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2012	31-12-2011
Tasas de descuento utilizadas	6,00%	6,50%	9,98%	10,50%	8,00%	8,50%	5,50%	5,50%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	9,98%	11,10%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	7,61%	6,59%	3,5% - 4,0% - 4,5%	3,5% - 4,0% - 4,5%	0,00%	0,00%
Tablas de mortalidad	RV -2004	RV-2004	AT 2000	AT 2000	RV 08	RV 08	RV 2004	RV 2004

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2012, 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\$59.772.523 (M\$54.571.512 al 31 de diciembre de 2011) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$71.631.961 (M\$65.049.753 al 31 de diciembre de 2011) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2012 han ascendido a M\$2.092.037 (M\$1.998.189 a diciembre de 2011 y M\$1.382.818 el 2010).

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos 12 meses asciende a M\$24.714.981.

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el capital social de Enersis S.A. asciende a M\$ 2.824.882.835 y está representado por 32.651.166.465 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran 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). Estas cifras no han sufrido ninguna variación al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011.

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.

24.1.2 Dividendos

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 26 de febrero de 2010, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, a celebrarse el 22 de abril de 2010, la distribución de un dividendo definitivo del 35,11% de las utilidades líquidas de la Compañía correspondientes al ejercicio 2009, esto es \$7,1 por acción.

La propuesta anterior modificó la política de dividendos correspondiente al ejercicio 2009, que preveía el reparto de un dividendo definitivo del 60% de las utilidades líquidas de la Compañía. Lo anterior fue informado como Hecho Esencial con fecha 26 de febrero de 2010. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 22 de abril de 2010, se acordó distribuir el dividendo mínimo obligatorio y un dividendo adicional, ascendente a un total de \$7,1 por acción. Dicho dividendo fue pagado parcialmente durante el ejercicio 2009 (dividendo provisorio N° 80) y el remanente de \$4,64323 por acción se pagó con fecha 6 de mayo de 2010 (dividendo definitivo N° 81).

El Directorio acordó establecer como política de dividendos para el año 2010, distribuir un monto equivalente al 60% de las utilidades del ejercicio 2010.

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 27 de octubre de 2010, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 27 de enero del año 2011, un dividendo provisorio de \$ 1,57180 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2010, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2010.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

24.2 Reservas por Diferencias de conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión de la controladora, netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(68.251.285)	(72.109.861)	(71.531.480)
Ampla Energía E Serviços S.A.	52.686.506	125.398.489	131.368.333
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	3.513.918	1.047.218	2.457.495
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	22.285.125	20.185.717	8.383.309
Edelnor	6.517.665	10.327.272	(10.033.638)
Investluz S.A.	(5.725.690)	3.630.372	3.645.236
Endesa Brasil S.A.	(104.168.848)	20.839.624	32.580.194
Central Costanera S.A.	(2.677.497)	(6.301.808)	(6.826.288)
Gas Atacama S.A.	(646.559)	3.979.726	(2.013.576)
Emgesa S.A. E.S.P.	53.834.515	51.141.069	38.858.582
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(19.040.997)	(9.846.088)	(10.306.187)
Generandes Perú S.A.	24.592.212	28.938.192	766.900
Grupo Synapsis	-	-	(1.148.937)
Grupo CAM	-	-	(2.087.946)
Otros	(3.639.124)	(607.254)	(833.107)
TOTAL	(40.720.059)	176.622.668	113.278.890

24.3 Gestión del capital.

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

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2012 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$ 979.300.704, M\$ 351.933.559, M\$ 40.774.692 y M\$ 90.012.607, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

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

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

	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Movimiento 2010 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$
Diferencias de cambio por conversión	196.973.210	(83.694.320)	113.278.890
Coberturas de flujo de caja	26.100.491	14.682.972	40.783.463
Activos financieros disponibles para la venta	41.699	126	41.825
Otras reservas varias	(1.505.891.534)	-	(1.505.891.534)
TOTAL	(1.282.776.134)	(69.011.222)	(1.351.787.356)

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

Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

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

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

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

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

24.6 Participaciones no controladoras.

Respecto a la variación negativa que se refleja en la línea "Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios" del estado de cambios en el patrimonio, ésta se explica fundamentalmente en los dos períodos por las participaciones no controladoras en los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.

24.7 Ampliación de capital.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis de fecha 20 de diciembre de 2012, se aprobó aumento de capital con una muy alta mayoría de los accionistas asistentes con derecho a voto (86%), equivalentes al 81,94% del total acciones con derecho a voto de la compañía.

Las características aprobadas de este aumento son las siguientes:

- El aumento total aprobado asciende a \$ 2.844.397.889.381 (pesos chilenos) dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.
- El aporte no dinerario de Endesa España a Enersis será por un monto total de \$ 1.724.400.000.034 (pesos chilenos) que corresponde a 9.967.630.058 acciones de Enersis a un precio de \$ 173 pesos chilenos por acción.
- El aporte de Minoritarios se fijó un precio de \$173 pesos chilenos por cada acción de pago que se emita como consecuencia de este aumento de capital.

Los accionistas aprobaron los términos del aumento de capital antes mencionado, como operación con parte relacionada en condiciones de mercado y en el mejor interés de la sociedad, cumpliendo con los requisitos exigidos por la Ley 18.046 Artículo 147.

25. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Ventas de energía (1)	5.793.163.853	5.805.296.274	5.653.724.917
Otras ventas	20.348.542	31.746.174	50.570.774
Ventas equipos de medida	2.588.881	2.229.019	2.621.293
Ventas de productos y servicios	17.759.661	29.517.155	47.949.481
Otras prestaciones de servicios	446.796.834	417.209.641	474.934.133
Peajes y transmisión	319.135.832	249.719.988	182.638.100
Arriendo equipos de medida	4.653.801	6.540.680	9.646.546
Alumbrado público	32.613.523	27.583.293	31.092.463
Verificaciones y enganches	13.653.352	15.605.137	14.106.659
Servicios de ingeniería y consultoría	17.620.795	11.896.382	39.313.843
Otras prestaciones	59.119.531	105.864.161	198.136.522
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.260.309.229	6.254.252.089	6.179.229.824

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	151.969.334	179.051.253	252.401.048
Apoyos mutuos	32.822.150	25.188.962	23.287.510
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	11.952.534	8.693.287	10.611.783
Arrendamientos	1.202.395	765.055	699.787
Ventas de nuevos negocios	12.824.744	12.619.489	11.380.343
Otros Ingresos (2)	106.586.928	54.310.209	85.970.818
Total Otros ingresos por naturaleza	317.358.085	280.628.255	384.351.289

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

(2) Durante el ejercicio 2012 se ha reconocido un monto de M\$ 2.239.336 (M\$ 7.273.992 en 2011 y M\$ 22.225.795 en 2010) que corresponden a la activación de pólizas de seguros que cubre la interrupción del negocio en la Central Bocamina I, además por la Central Bocamina II por concepto de la pérdida de beneficio por los ingresos que no se generaron por no estar la central operativa (ALOP) se reconoció un monto de M\$ 52.817.785, ambas como consecuencia del terremoto que ocurrió en Chile el 27 de febrero de 2010, que afectó a dichas Centrales (ver Nota 15 d)vi).

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Compras de energía	(1.855.330.312)	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)
Consumo de combustible	(782.263.736)	(742.639.363)	(672.038.103)
Gastos de transporte	(469.848.829)	(393.991.121)	(405.983.092)
Costos por contratos de construcción	(151.969.334)	(179.051.253)	(252.401.048)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(457.713.276)	(459.934.694)	(636.509.375)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.717.125.487)	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(301.116.418)	(277.553.004)	(295.339.462)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(5.852.072)	(6.353.643)	(5.837.977)
Seguridad social y otras cargas sociales	(106.722.394)	(92.915.099)	(63.391.743)
Otros gastos de personal	(2.654.256)	(1.730.380)	(10.108.831)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(416.345.140)	(378.552.126)	(374.678.013)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones	(340.383.481)	(322.218.490)	(338.040.266)
Amortizaciones	(102.471.242)	(102.681.546)	(110.977.009)
Subtotal	(442.854.723)	(424.900.036)	(449.017.275)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(43.105.193)	(136.157.459)	(108.373.429)
Total	(485.959.916)	(561.057.495)	(557.390.704)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(33.173.360)	(18.649.480)	(95.391.111)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 11)	-	-	(14.881.960)
Plusvalía (ver nota 14)	-	(14.379.823)	-
Inmovilizado (ver nota 15 x)	(12.578.098)	(106.449.843)	(1.340.235)
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 16)	2.646.265	3.321.687	3.239.877
Total	(43.105.193)	(136.157.459)	(108.373.429)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(65.075.819)	(95.222.224)	(130.232.972)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(213.336.835)	(180.880.189)	(113.944.110)
Reparaciones y conservación	(93.522.392)	(89.045.849)	(69.199.458)
Indemnizaciones y multas	(26.120.741)	(14.733.175)	(41.316.694)
Tributos y tasas	(24.734.526)	(90.333.630)	(26.456.298)
Primas de seguros	(23.994.238)	(20.745.032)	(19.147.361)
Arrendamientos y cánones	(18.905.120)	(17.042.089)	(16.980.825)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(7.991.376)	(10.316.261)	(16.207.055)
Otros aprovisionamientos	(23.758.539)	(10.929.579)	(9.240.977)
Gastos de viajes	(7.981.802)	(6.428.292)	(4.306.510)
Gastos de medioambiente	(4.704.522)	(5.022.077)	(3.402.509)
Total Otros gastos por naturaleza	(510.125.910)	(540.698.397)	(450.434.769)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	-	(10.733.882)	272.686
Ventas de terrenos	9.191.493	3.766.963	8.381.710
Otros	5.639.981	2.152.625	3.329.038
Total Otras ganancias (pérdidas)	14.831.474	(4.814.294)	11.983.434

(*) Incluye un efecto por diferencias de conversión de M\$ (3.236.883).

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	61.202.506	76.186.468	68.144.673
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	34.379.133	44.345.866	41.253.550
Otros ingresos financieros	54.406.600	108.760.948	58.806.208
Ingresos por otros activos financieros (1)	114.720.996	4.319.587	3.032.517
Total Ingresos Financieros	264.709.235	233.612.869	171.236.948

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$
Costos Financieros	(453.447.437)	(465.411.363)	(438.358.251)
Préstamos bancarios	(43.179.075)	(57.873.580)	(64.983.625)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(204.574.008)	(212.931.127)	(193.181.616)
Arrendamientos financieros (leasing)	(3.281.822)	(2.937.215)	(3.056.546)
Valoración derivados financieros	(19.030.050)	(23.723.865)	(19.034.198)
Provisiones financieras	(47.191.100)	(35.959.378)	(21.006.595)
Obligación por beneficios post empleo	(54.464.782)	(57.048.714)	(52.703.379)
Gastos financieros activados	26.477.369	35.945.738	15.137.380
Otros costos financieros	(108.203.969)	(110.883.222)	(99.529.672)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)
Diferencias de cambio (**)	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474
Total Costos Financieros	(480.897.943)	(470.197.876)	(441.841.483)
Total Resultado Financiero	(216.188.708)	(236.585.007)	(270.604.535)

(1) Para el año 2012 incluye M\$ 112.274.835 por la actualización de la inversión financiera por CINIIF 12 (ver nota 6).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al		
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	19.201	5.798	-
Otros activos financieros	5.629.466	8.659.909	5.270.820
Otros activos no financieros	1.425	1.912	922.841
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	181.103	63.114	(391.383)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.590.732	2.188.305	1.693.677
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(21.849.406)	(35.864.236)	(22.386.567)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	272.244	159.833	146.406
Otras provisiones	(163.246)	(281.472)	(49.233)
Otros pasivos no financieros	636.853	(25.366)	(262.267)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(2.517.811)	5.095.502	2.352.414
Otros activos financieros	6.021.281	6.146.671	15.284.485
Otros activos no financieros	113.953	9.102.795	(3.281.851)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(1.712.212)	17.354.961	(14.400.873)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(4.910)	175.066	34.249
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.196.956)	(11.293.585)	(373.873)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.353.385	(5.476.285)	15.576.463
Otros pasivos no financieros	(825.608)	(799.435)	(3.618.540)
Total Diferencias de Cambio	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474

32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2012, 2011 y 2010:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al		
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(441.946.162)	(458.621.881)	(397.519.578)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente.)	68.352.902	42.545.139	51.094.799
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	627.769	(882.687)	(2.869.081)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(988.028)	(301.441)	(2.597.705)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(373.953.519)	(417.260.870)	(351.891.565)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(28.092.513)	(43.612.506)	7.335.286
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(9.845.202)	148.137	(1.450.689)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	-	(111.453)	-
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(37.937.715)	(43.575.822)	5.884.597
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 17 a.

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(261.090.642)	(266.675.462)	(245.938.215)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(137.437.336)	(117.057.673)	(159.695.526)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	75.083.835	51.007.579	44.357.904
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(117.963.860)	(106.636.806)	(9.065.332)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(9.845.202)	148.137	(1.450.689)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	627.769	(882.687)	(2.869.081)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	38.734.202	(20.739.780)	28.653.971
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(150.800.592)	(194.161.230)	(100.068.753)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)

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

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

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

33.1 Criterios de segmentación.

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

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

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

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

A continuación se presenta la información por segmentos señalada, correspondientes a los ejercicios 2012, 2011 y 2010.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.013.418.718	1.212.585.323	972.698.943	1.007.409.597	368.400.772	305.970.088	2.354.518.433	2.525.965.008
Efectivo y equivalentes al efectivo	351.175.599	552.738.084	227.349.107	298.945.821	278.855.312	368.237.363	857.380.018	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	58.019.211	914.209	47.888.142	25.011	88.593.445	-	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros, corriente	32.543.209	31.292.979	71.060.646	38.792.524	2.315.912	2.380.809	105.919.767	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	264.449.963	355.609.508	590.560.176	610.324.178	14.194.427	11.668.702	869.204.566	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	80.522.375	130.673.380	3.840.971	7.215.786	(51.334.435)	(102.606.574)	33.028.911	35.282.592
Inventarios	65.683.582	55.906.768	13.480.478	16.354.914	4.315.433	5.663.862	83.479.493	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	161.024.779	85.450.395	18.519.423	35.751.363	31.460.678	20.625.926	211.004.880	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.143.596.315	6.154.273.562	4.638.627.634	4.778.151.088	181.091.258	275.481.094	10.963.315.207	11.207.905.744
Otros activos financieros no corrientes	33.402.903	13.598.337	378.529.672	2.826.723	27.183.342	20.930.001	439.115.917	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes	26.383.971	28.731.435	61.314.310	80.741.831	123.850	27.842	87.822.131	109.501.108
Derechos por cobrar no corrientes	150.483.725	175.400.312	51.808.642	267.256.936	685.326	671.202	202.977.693	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	(1.863.216)	99.044	117.946	(99.044)	1.745.270	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	595.392.564	591.668.155	510.762.349	503.610.981	(1.093.978.229)	(1.082.085.874)	12.176.684	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	49.214.509	35.332.818	1.139.014.116	1.417.846.070	14.906.949	14.219.326	1.203.135.574	1.467.398.214
Plusvalía	101.760.013	106.399.041	110.434.834	129.382.377	1.187.681.742	1.240.622.708	1.399.876.589	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	5.034.784.953	5.068.294.024	2.217.433.639	2.180.696.470	(8.598.383)	(6.259.488)	7.243.620.209	7.242.731.006
Propiedad de inversión	-	-	-	-	46.922.970	38.055.889	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	152.173.677	136.712.656	169.231.028	195.671.754	6.262.735	47.554.218	327.667.440	379.938.628
TOTAL ACTIVOS	7.157.015.033	7.366.858.885	5.611.326.577	5.785.560.685	549.492.030	581.451.182	13.317.833.640	13.733.870.752

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.229.989.919	1.150.249.283	1.351.754.251	1.394.053.750	(200.631.935)	(83.769.398)	2.381.112.235	2.460.533.635
Otros pasivos financieros corrientes	416.888.973	365.375.002	238.078.498	292.160.116	15.214.737	14.547.220	670.182.208	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	370.500.603	380.701.746	779.661.721	774.128.579	63.097.411	80.234.134	1.213.259.735	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	301.401.943	234.167.088	139.176.662	126.083.948	(293.751.194)	(203.073.398)	146.827.411	157.177.638
Otras provisiones corrientes	39.720.320	36.030.224	44.316.361	43.227.192	7.094.014	20.445.238	91.130.695	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	91.149.629	122.601.990	76.419.202	110.935.913	5.567.879	2.315.339	173.136.710	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	10.328.451	11.373.233	74.101.807	47.518.002	2.145.218	1.762.069	86.575.476	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.040.272.104	2.231.327.095	1.436.704.775	1.572.059.394	495.975.948	573.796.771	3.972.952.827	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.545.210.455	1.755.575.529	824.212.315	952.894.143	558.697.099	562.885.621	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	175.898	243.234	14.081.540	14.060.817	-	556	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	7.114.225	81.953	-	-	(7.114.225)	(81.953)	-	-
Otras provisiones no corrientes	26.347.451	20.833.139	144.386.384	181.636.893	6.345.154	103.609	177.078.989	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	368.906.755	341.568.310	196.503.392	162.528.439	(46.384.101)	4.341.506	519.026.046	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	39.720.916	36.504.909	218.519.259	234.826.662	6.827.714	6.194.442	265.067.889	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	52.796.404	76.520.021	39.001.885	26.112.440	(22.395.693)	352.990	69.402.596	102.985.451
PATRIMONIO NETO	3.886.753.010	3.985.282.507	2.822.867.551	2.819.447.541	254.148.017	91.423.809	6.963.768.578	6.896.153.857
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.886.753.010	3.985.282.507	2.822.867.551	2.819.447.541	254.148.017	91.423.809	3.893.798.571	3.895.728.606
Capital emitido	1.488.171.918	1.752.890.037	829.508.479	1.010.886.630	507.202.438	61.106.168	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.890.441.860	1.838.419.172	1.283.404.467	957.047.345	(752.567.486)	(562.497.637)	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	206.008.557	-	4.180.489	-	(51.429.398)	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	302.130.675	393.973.298	705.774.116	851.513.566	550.942.463	434.055.630	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	3.069.970.007	3.000.425.251
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.157.015.033	7.366.858.885	5.611.326.577	5.785.560.685	549.492.030	581.451.182	13.317.833.640	13.733.870.752

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
INGRESOS	2.727.263.010	2.700.026.218	2.780.604.080	4.460.244.983	4.447.427.469	4.392.625.917	(609.840.679)	(612.573.343)	(609.648.884)	6.577.667.314	6.534.880.344	6.563.581.113
Ventas	2.659.632.536	2.681.583.403	2.735.336.937	4.217.769.377	4.187.214.704	4.053.333.247	(617.092.684)	(614.546.018)	(609.440.360)	6.260.309.229	6.254.252.089	6.179.229.824
Ventas de energía	2.519.046.562	2.587.301.858	2.599.487.673	3.854.175.793	3.830.011.900	3.754.753.999	(580.058.502)	(612.017.484)	(700.516.755)	5.793.163.853	5.805.296.274	5.653.724.917
Otras ventas	9.891.453	10.642.489	15.262.308	11.735.865	8.391.707	9.220.770	8.438.089	12.711.978	26.087.696	30.065.407	31.746.174	50.570.774
Otras prestaciones de servicios	130.694.521	83.639.056	120.586.956	351.857.719	348.811.097	289.358.478	(45.472.271)	(15.240.512)	64.988.699	437.079.969	417.209.641	474.934.133
Otros ingresos de explotación	67.630.474	18.442.815	45.267.143	242.475.606	260.212.765	339.292.670	7.252.005	1.972.675	(208.524)	317.358.085	280.628.255	384.351.289
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.459.307.267)	(1.272.985.092)	(1.300.760.188)	(2.883.450.602)	(2.904.965.972)	(2.861.855.754)	625.632.382	639.516.335	640.969.688	(3.717.125.487)	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)
Compras de energía	(359.323.987)	(272.699.080)	(264.194.654)	(2.076.163.493)	(2.099.527.411)	(1.988.241.950)	580.157.168	609.408.193	697.721.968	(1.855.330.312)	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)
Consumo de combustible	(782.255.866)	(742.631.157)	(672.030.596)	-	-	-	(7.870)	(8.206)	(7.507)	(782.263.736)	(742.639.363)	(672.038.103)
Gastos de transporte	(245.278.912)	(210.422.135)	(233.134.592)	(272.879.404)	(228.281.706)	(216.929.666)	48.309.487	44.712.720	44.081.166	(469.848.829)	(393.991.121)	(405.983.092)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(72.448.502)	(47.232.720)	(131.400.346)	(534.407.705)	(577.156.855)	(656.684.138)	(2.826.403)	(14.596.372)	(100.825.939)	(609.682.610)	(638.985.947)	(888.910.423)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.267.955.743	1.427.041.126	1.479.843.892	1.576.794.381	1.542.461.497	1.530.770.163	15.791.703	26.942.992	31.320.804	2.860.541.827	2.996.445.615	3.041.934.859
Trabajos para el Inmovilizado	13.476.347	6.404.803	688.024	35.377.340	39.331.002	34.742.737	-	4.437.307	9.438.604	48.853.687	50.173.112	44.869.365
Gastos de Personal	(118.485.904)	(84.624.505)	(76.018.545)	(265.751.973)	(252.417.780)	(215.810.871)	(32.107.263)	(41.509.841)	(82.848.597)	(416.345.140)	(378.552.126)	(374.678.013)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(126.226.860)	(148.540.710)	(109.570.881)	(387.022.650)	(389.777.503)	(366.421.018)	3.123.600	(2.380.184)	25.557.129	(510.125.910)	(540.698.397)	(450.434.770)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.036.719.326	1.200.280.714	1.294.942.490	959.397.098	939.597.216	983.281.011	(13.191.960)	(12.509.726)	(16.532.060)	1.982.924.464	2.127.368.204	2.261.691.441
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(235.633.898)	(205.906.910)	(244.848.894)	(260.150.321)	(347.074.905)	(291.545.800)	9.824.303	(8.075.680)	(20.996.010)	(485.959.916)	(561.057.495)	(557.390.704)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	801.085.428	994.373.804	1.050.093.596	699.246.777	592.522.311	691.735.211	(3.367.657)	(20.585.406)	(37.528.070)	1.496.964.548	1.566.310.709	1.704.300.737
RESULTADO FINANCIERO	(144.688.843)	(96.533.304)	(139.201.816)	(46.679.711)	(114.211.524)	(94.631.362)	(24.820.154)	(25.840.179)	(36.771.357)	(216.188.708)	(236.585.007)	(270.604.535)
Ingresos financieros	38.804.106	88.970.416	27.878.995	215.787.202	127.716.519	132.691.391	10.117.927	16.925.934	10.666.562	264.709.235	233.612.869	171.236.948
Gastos financieros	(170.216.457)	(187.258.748)	(178.031.427)	(265.607.111)	(242.555.022)	(227.390.652)	(17.623.869)	(35.597.593)	(32.936.172)	(453.447.437)	(465.411.363)	(438.358.251)
Resultados por Unidades de Reajuste	(710.227)	(5.369.555)	(2.885.747)	1.204.984	42.067	153.805	(13.176.385)	(19.764.715)	(12.323.764)	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)
Diferencias de cambio	(12.566.265)	7.124.583	13.836.363	1.935.214	584.912	(85.906)	(4.137.827)	12.596.195	(2.177.983)	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474
Positivas	20.648.464	36.535.322	59.331.363	3.704.945	4.951.758	7.255.856	24.407.877	39.385.744	24.744.149	48.761.286	80.872.824	91.331.368
Negativas	(33.214.729)	(29.410.739)	(45.495.000)	(1.769.731)	(4.366.846)	(7.341.762)	(28.545.704)	(26.789.549)	(26.922.132)	(63.530.164)	(60.567.134)	(79.758.894)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	9.845.902	8.215.763	811.855	310	468	911	(310)	249.673	202.973	9.845.902	8.465.904	1.015.739
Resultado de Otras Inversiones	657.026	1.038.160	234.251	80.290	70	-	-	-	38.435	737.316	1.038.230	272.886
Resultados en Ventas de Activos	735.259	975.577	1.631.416	987.306	(313.790)	1.365.276	12.371.593	(6.514.311)	8.714.057	14.094.158	(5.852.524)	11.710.749
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	667.634.772	908.070.000	913.569.302	653.634.972	477.997.535	598.470.036	(15.816.528)	(52.690.223)	(65.343.962)	1.305.453.216	1.333.377.312	1.446.695.376
Impuesto Sobre Sociedades	(211.488.549)	(255.341.927)	(197.493.560)	(213.455.380)	(200.528.618)	(141.600.737)	13.052.695	(4.966.147)	(6.912.671)	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	456.146.223	652.728.073	716.075.742	440.179.592	277.468.917	456.869.299	(2.763.833)	(57.656.370)	(72.256.633)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	456.146.223	652.728.073	716.075.742	440.179.592	277.468.917	456.869.299	(2.763.833)	(57.656.370)	(72.256.633)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
RESULTADO DEL PERÍODO	456.146.223	652.728.073	716.075.742	440.179.592	277.468.917	456.869.299	(2.763.833)	(57.656.370)	(72.256.633)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	377.350.521	375.471.254	486.226.814
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	516.211.461	497.069.366	614.461.594

33.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	831.919.458	1.117.076.586	140.651.609	198.804.567	742.319.957	680.639.176	528.267.777	439.170.846	154.280.243	138.640.931	(42.920.611)	(48.367.098)	2.354.518.433	2.525.965.008
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	257.595.771	588.127.702	20.619.433	43.522.761	195.713.589	277.962.207	320.342.460	268.253.856	63.108.765	42.054.742	-	-	857.380.018	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	3.865	47.504	248.729	143.638	143.275.069	-	50.921.259	699.517	51.876	48.561	-	-	194.500.798	939.220
Otros Activos No Financieros, Corriente	11.275.320	8.430.910	1.207.678	2.444.742	72.727.847	43.310.737	13.799.808	13.185.071	6.909.114	5.094.852	-	-	105.919.767	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	315.294.444	338.292.487	70.793.684	108.345.327	291.578.428	318.551.280	123.660.742	137.785.949	66.634.074	73.975.674	1.243.194	651.671	869.204.566	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	31.805.819	49.976.938	33.308.107	34.084.870	11.804.423	-	239.701	30.857	34.666	208.696	(44.163.805)	(49.018.769)	33.028.911	35.282.592
Inventarios	42.118.709	37.057.881	6.392.567	4.921.951	659.321	1.266.810	17.026.589	17.676.019	17.282.307	17.002.883	-	-	83.479.493	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	173.825.530	95.143.164	8.081.411	5.341.278	26.561.280	39.548.142	2.277.218	1.539.577	259.441	255.523	-	-	211.004.880	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.726.466.170	7.893.250.054	586.838.081	593.346.110	3.338.211.800	3.805.276.862	2.541.027.789	2.353.927.049	1.243.142.279	1.246.563.957	(4.472.370.912)	(4.684.458.288)	10.963.315.207	11.207.905.744
Otros activos financieros no corrientes	58.719.191	32.942.181	194.354	161.140	375.250.800	27.818	1.243.527	1.214.684	3.708.045	3.009.238	-	-	439.115.917	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes	414.689	599.529	1.833.586	1.984.737	83.997.877	106.916.842	1.710.515	-	-	-	(134.536)	-	87.822.131	109.501.108
Derechos por cobrar no corrientes	7.548.389	4.531.190	146.227.334	151.690.773	35.809.875	273.379.275	13.392.095	13.727.212	-	-	-	-	202.977.693	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.712.830	6.179.892	-	-	32.432.608	44.861.006	-	-	-	-	(38.145.438)	(51.040.898)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.494.808.784	4.681.940.902	58.167.386	4.727.255	1.042.410.728	1.217.587.204	1.716	76	51.856.847	49.887.780	(5.635.068.777)	(5.940.949.955)	12.176.684	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	38.128.352	40.438.658	3.460.809	3.649.971	1.104.062.844	1.375.676.408	44.835.547	44.330.454	12.648.022	3.302.723	-	-	1.203.135.574	1.467.398.214
Plusvalía	2.311.535	2.312.632	1.902.217	2.357.592	100.004.647	119.058.905	13.384.051	13.209.651	8.703.399	10.361.690	1.273.570.740	1.329.103.656	1.399.876.589	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	2.975.632.116	2.998.303.344	369.087.363	424.077.441	388.190.909	479.342.553	2.366.990.760	2.184.994.520	1.164.386.651	1.178.479.794	(20.667.590)	(22.466.646)	7.243.620.209	7.242.731.006
Propiedad de inversión	46.922.970	38.055.889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	96.267.314	87.945.837	5.965.032	4.697.201	176.051.512	188.426.851	99.469.578	96.450.452	1.839.315	1.522.732	(51.925.311)	895.555	327.667.440	379.938.628
TOTAL ACTIVOS	8.558.385.628	9.010.326.640	727.489.690	792.150.677	4.080.531.757	4.485.916.038	3.069.295.566	2.793.097.895	1.397.422.522	1.385.204.888	(4.515.291.523)	(4.732.825.386)	13.317.833.640	13.733.870.752

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	731.293.242	661.869.058	592.608.749	494.783.567	444.716.883	650.237.150	457.200.629	483.448.241	192.966.046	170.828.751	(37.673.314)	(633.132)	2.381.112.235	2.460.533.635
Otros pasivos financieros corrientes	239.780.483	88.087.416	156.782.528	105.336.295	111.001.976	288.730.920	101.481.299	124.904.402	61.135.922	65.023.305	-	-	670.182.208	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	320.960.507	405.601.668	335.942.011	283.219.858	246.490.233	234.837.848	214.380.281	223.557.756	85.340.558	68.645.529	10.146.145	19.201.800	1.213.259.735	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	92.373.636	48.929.239	32.357.914	45.686.586	31.861.534	34.092.017	36.962.589	51.713.966	1.091.197	1.068.536	(47.819.459)	(24.312.706)	146.827.411	157.177.638
Otras provisiones corrientes	41.152.803	54.333.202	30.095.780	25.324.807	1.559.596	6.801.936	9.808.093	10.860	8.514.423	8.754.075	-	4.477.774	91.130.695	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	32.415.239	58.625.870	10.649.219	12.379.051	35.085.220	67.476.356	85.599.986	76.893.506	9.387.046	20.478.459	-	-	173.136.710	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	4.610.574	6.291.663	26.781.297	22.836.970	18.718.324	18.298.073	8.968.381	6.367.751	27.496.900	6.858.847	-	-	86.575.476	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.537.883.407	1.819.290.887	113.903.928	206.938.488	860.959.079	929.216.917	1.087.503.179	928.038.093	484.376.415	527.947.698	(111.673.181)	(34.248.823)	3.972.952.827	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.208.350.892	1.538.473.627	23.630.252	113.544.053	465.777.075	515.352.311	945.721.006	782.142.214	284.640.644	321.843.088	-	-	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	175.794	1.146.930	14.081.644	13.157.677	-	-	-	-	-	-	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	37.013.568	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(37.013.568)	(34.248.823)	-	-
Otras provisiones no corrientes	25.283.772	17.935.877	7.830.745	9.239.778	137.536.697	168.801.883	3.493.633	4.762.542	2.934.142	1.833.561	-	-	177.078.989	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	221.385.312	204.262.599	10.812.791	13.419.881	113.029.606	67.691.941	30.956.734	19.717.371	193.015.503	203.346.463	(50.173.900)	-	519.026.046	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	40.221.634	35.817.248	7.014.199	7.627.051	127.516.473	149.353.832	88.078.806	84.727.882	2.236.777	-	-	-	265.067.889	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	42.641.797	22.801.536	27.426.579	27.711.972	3.017.584	14.859.273	19.253.000	36.688.084	1.549.349	924.586	(24.485.713)	-	69.402.596	102.985.451
PATRIMONIO NETO	6.289.208.979	6.529.166.695	20.977.013	90.428.622	2.774.855.795	2.906.461.971	1.524.591.758	1.381.611.561	720.080.061	686.428.439	(4.365.945.028)	(4.697.943.431)	6.963.768.578	6.896.153.857
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.289.208.979	6.529.166.695	20.977.013	90.428.622	2.774.855.795	2.906.461.971	1.524.591.758	1.381.611.561	720.080.061	686.428.439	(4.365.945.028)	(4.697.943.431)	3.893.798.571	6.896.153.857
Capital emitido	5.183.178.569	5.517.944.809	192.387.594	230.798.614	946.283.652	1.768.841.536	168.180.369	150.811.424	223.717.228	197.139.383	(3.888.864.577)	(5.040.652.931)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.699.189.299	2.728.371.595	(177.577.796)	(99.901.666)	640.153.933	459.494.106	632.034.321	125.770.175	135.999.421	72.384.455	(1.508.520.337)	(1.053.149.785)	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	365.334.507	158.759.648	-	-	630.233.239	-	3.614.187	-	-	-	(840.422.285)	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.958.493.396)	(1.875.909.357)	6.167.215	(40.468.326)	558.184.971	678.126.329	720.762.881	1.105.029.962	360.363.412	416.904.601	1.871.862.171	1.395.859.285	(1.511.122.753)	1.679.542.494
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.069.970.007	3.000.425.251
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.558.385.628	9.010.326.640	727.489.690	792.150.677	4.080.531.757	4.485.916.038	3.069.295.566	2.793.097.895	1.397.422.522	1.385.204.888	(4.515.291.523)	(4.732.825.386)	13.317.833.640	13.733.870.752

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	437.423.354	581.738.393	65.350.914	113.950.708	188.095.512	229.070.896	285.719.119	239.044.005	80.363.358	75.650.050	(43.533.539)	(26.868.729)	1.013.418.718	1.212.585.323
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	47.373.205	230.289.585	6.613.187	22.383.610	74.132.078	131.040.180	187.772.861	136.260.140	35.284.268	32.764.569	-	-	351.175.599	552.738.084
Otros activos financieros corrientes	-	47.504	-	143.638	32.899.426	-	25.067.909	674.506	51.876	48.561	-	-	58.019.211	914.209
Otros Activos No Financieros, Corriente	8.068.318	5.388.772	224.900	1.197.748	12.492.705	14.283.730	7.515.740	7.964.428	4.241.546	2.458.301	-	-	32.543.209	31.292.979
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	155.074.373	175.085.843	19.901.491	54.090.162	34.854.848	63.940.752	35.378.529	45.507.596	18.439.139	16.985.155	801.583	-	264.449.963	355.609.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	38.590.300	58.683.378	32.524.660	33.441.555	29.309.511	19.803.730	15.211.112	35.104.241	9.221.914	10.509.205	(44.335.122)	(26.868.729)	80.522.375	130.673.380
Inventarios	36.350.362	29.481.511	3.158.460	1.783.282	25.149	2.504	13.257.329	11.993.970	12.892.282	12.645.501	-	-	65.683.582	55.906.768
Activos por impuestos corrientes	151.966.796	82.761.800	2.928.216	910.713	4.381.795	-	1.515.639	1.539.124	232.333	238.758	-	-	161.024.779	85.450.395
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.021.480.859	4.058.185.785	282.190.205	319.979.207	484.097.928	600.244.367	1.563.308.503	1.393.219.292	786.613.843	812.558.136	(994.095.023)	(1.029.913.225)	6.143.596.315	6.154.273.562
Otros activos financieros no corrientes	31.534.104	12.014.822	108.154	161.140	1	-	1.236.511	1.205.585	524.133	216.790	-	-	33.402.903	13.598.337
Otros activos no financieros no corrientes	75.277	342.343	1.252.853	1.099.011	24.553.260	27.290.081	635.776	-	-	-	(133.195)	-	26.383.971	28.731.435
Derechos por cobrar no corrientes	-	160.518	144.560.890	150.312.091	2.908.137	21.685.968	3.014.698	3.241.735	-	-	-	-	150.483.725	175.400.312
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.712.830	6.179.892	-	-	29.806.493	42.997.790	-	-	-	-	(35.519.323)	(51.040.898)	-	(1.863.216)
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.576.108.743	1.594.961.765	2.743.725	3.428.479	9.072.881	10.801.536	-	-	51.856.848	49.887.780	(1.044.389.633)	(1.067.411.405)	595.392.564	591.668.155
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.783.179	11.005.836	126.534	176.228	2.647.693	1.410.902	23.938.624	22.281.991	9.718.479	457.861	-	-	49.214.509	35.332.818
Plusvalía	12.927	14.024	1.902.217	2.357.592	-	-	5.194.342	5.126.657	8.703.399	10.361.690	85.947.128	88.539.078	101.760.013	106.399.041
Propiedades, planta y equipo	2.357.275.977	2.400.516.617	125.530.800	157.747.465	368.075.606	456.994.530	1.469.930.901	1.302.924.129	713.971.669	750.111.283	-	-	5.034.784.953	5.068.294.024
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	37.977.822	32.989.968	5.965.032	4.697.201	47.033.857	39.063.560	59.357.651	58.439.195	1.839.315	1.522.732	-	-	152.173.677	136.712.656
TOTAL ACTIVOS	4.458.904.213	4.639.924.178	347.541.119	433.929.915	672.193.440	829.315.263	1.849.027.622	1.632.263.297	866.977.201	888.208.186	(1.037.628.562)	(1.056.781.954)	7.157.015.033	7.366.858.885

Linea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	621.365.932	419.861.754	216.250.046	184.089.684	169.123.436	223.439.239	179.614.548	220.413.976	80.997.178	77.444.300	(37.361.221)	25.000.330	1.229.989.919	1.150.249.283	
Otros pasivos financieros corrientes	224.565.699	73.513.845	129.148.163	82.987.086	6.224.991	62.027.186	29.534.134	113.869.956	27.415.986	32.976.929	-	-	416.888.973	365.375.002	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	161.623.736	210.953.110	45.273.595	47.852.899	37.543.805	47.171.805	71.999.845	50.897.328	41.946.210	23.834.560	12.113.412	(7.957)	370.500.603	380.701.745	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	183.073.508	69.582.013	31.066.357	43.569.836	111.905.008	81.664.568	23.917.636	14.328.510	914.067	13.875	(49.474.633)	25.008.287	301.401.943	234.167.089	
Otras provisiones corrientes	24.876.065	29.277.728	1.564.413	3.901.399	-	-	9.808.093	10.860	3.471.749	2.840.237	-	-	39.720.320	36.030.224	
Pasivos por impuestos corrientes	24.713.259	31.286.802	7.807.388	5.362.401	11.488.571	30.425.114	42.623.796	40.779.406	4.516.615	14.748.267	-	-	91.149.629	122.601.990	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	2.513.665	5.248.256	1.390.130	416.063	1.961.061	2.150.566	1.731.044	527.916	2.732.551	3.030.432	-	-	10.328.451	11.373.233	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	897.649.297	1.193.061.174	95.913.004	165.441.384	37.449.700	58.875.184	757.392.281	530.859.723	282.137.010	317.338.453	(30.269.188)	(34.248.823)	2.040.272.104	2.231.327.095	
Otros pasivos financieros no corrientes	649.653.793	975.588.006	20.701.104	87.602.569	26.586.073	36.725.221	711.308.825	486.420.793	136.960.660	169.238.940	-	-	1.545.210.455	1.755.575.529	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	175.794	241.287	104	1.947	-	-	-	-	-	-	175.898	243.234	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	81.953	37.013.568	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(29.899.343)	(34.248.823)	7.114.225	81.953	
Otras provisiones no corrientes	16.545.029	10.251.812	-	-	6.753.472	8.596.721	316.755	316.576	2.732.195	1.668.030	-	-	26.347.451	20.833.139	
Pasivo por impuestos diferidos	201.461.102	177.178.521	10.812.791	13.419.881	2.860.251	4.538.425	12.001.108	-	141.771.503	146.431.483	-	-	368.906.755	341.568.310	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.609.221	12.334.488	2.382.287	2.216.852	-	-	22.056.756	21.953.569	672.652	-	-	-	39.720.916	36.504.909	
Otros pasivos no financieros no corrientes	15.380.152	17.626.394	24.827.460	27.711.972	1.249.800	9.012.870	11.708.837	22.168.785	-	-	(369.845)	-	52.796.404	76.520.021	
PATRIMONIO NETO	2.939.888.984	3.027.001.250	35.378.069	84.398.847	465.620.304	547.000.840	912.020.793	880.989.598	503.843.013	493.425.433	(969.998.153)	(1.047.533.461)	3.886.753.010	3.985.282.507	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.939.888.984	3.027.001.250	35.378.069	84.398.847	465.620.304	547.000.840	912.020.793	880.989.598	503.843.013	493.425.433	(969.998.153)	(1.047.533.461)	3.886.753.010	3.985.282.507	
Capital emitido	1.944.921.772	2.153.213.074	57.453.398	92.185.037	170.138.583	204.171.117	164.600.583	142.906.410	186.073.314	164.297.758	(1.035.015.732)	(1.003.883.359)	1.488.171.918	1.752.890.037	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.100.970.411	1.140.321.396	(13.873.002)	(7.554.043)	176.225.150	202.644.366	524.280.383	128.464.532	75.744.989	70.760.796	27.093.929	303.782.125	1.890.441.860	1.838.419.172	
Primas de emisión	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(312.011.756)	(266.533.220)	(8.202.327)	(232.147)	119.256.571	140.185.357	223.139.827	609.618.656	242.024.710	258.366.879	37.923.650	(347.432.227)	302.130.675	393.973.298	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.458.904.213	4.639.924.178	347.541.119	433.929.915	672.193.440	829.315.263	1.849.027.622	1.632.263.297	866.977.201	888.208.186	(1.037.628.562)	(1.056.781.954)	7.157.015.033	7.366.858.885	

Linea de Negocio	Generación																																									
	País	Chile					Argentina					Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales																		
		31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010																	
	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS																	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES																																										
INGRESOS	1.156.117.994	1.257.995.225	1.345.370.795	347.671.353	395.296.464	358.089.711	361.855.124	309.049.119	359.211.026	580.151.107	498.568.875	507.526.498	282.124.274	238.841.441	211.263.618	(656.842)	(724.906)	(857.568)	2.727.263.010	2.700.026.218	2.780.604.080	1.093.513.127	1.244.969.978	1.315.430.658	344.621.942	395.107.435	351.429.303	361.855.124	306.693.874	351.386.168	579.490.649	496.505.095	507.148.312	280.813.676	238.031.927	210.800.064	(661.982)	(724.906)	(857.568)	2.699.632.536	2.681.583.403	2.735.336.937

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	161.687.282	193.667.154	75.393.801	84.947.442	396.065.371	424.487.557	259.622.744	239.448.013	83.158.205	73.305.844	(3.228.460)	(8.446.413)	972.698.943	1.007.409.597
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6.800.784	26.582.727	13.979.227	21.100.767	46.175.000	109.978.438	132.569.599	131.993.716	27.824.497	9.290.173	-	-	227.349.107	298.945.821
Otros activos financieros corrientes	3	-	248.730	-	21.786.059	-	25.853.350	25.011	-	-	-	-	47.888.142	25.011
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.458.642	2.312.576	982.584	1.246.994	58.667.785	27.375.759	6.284.067	5.220.643	2.667.568	2.636.552	-	-	71.060.646	38.792.524
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	146.524.962	152.223.272	50.892.193	54.255.165	256.665.873	254.576.869	88.282.213	92.278.353	48.194.935	56.990.519	-	-	590.560.176	610.324.178
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	4.002.377	10.623.831	910.306	776.127	-	-	2.102.677	4.247.788	54.071	14.453	(3.228.460)	(8.446.413)	3.840.971	7.215.786
Inventarios	1.452.915	1.924.748	3.234.106	3.138.669	634.171	1.252.066	3.769.260	5.682.049	4.390.026	4.357.382	-	-	13.480.478	16.354.914
Activos por impuestos corrientes	447.599	-	5.146.655	4.429.720	12.136.483	31.304.425	761.578	453	27.108	16.765	-	-	18.519.423	35.751.363
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.141.771.230	1.116.514.950	249.249.898	272.099.510	1.813.358.782	1.994.823.050	977.719.287	960.707.757	456.528.437	434.005.821	-	-	4.638.627.634	4.778.151.088
Otros activos financieros no corrientes	25.110	25.176	86.201	-	375.227.434	-	7.015	9.099	3.183.912	2.792.448	-	-	378.529.672	2.826.723
Otros activos no financieros no corrientes	333.644	229.343	580.733	885.726	59.325.193	79.626.762	1.074.740	-	-	-	-	-	61.314.310	80.741.831
Derechos por cobrar no corrientes	6.863.063	3.699.470	1.666.444	1.378.682	32.901.738	251.693.307	10.377.397	10.485.477	-	-	-	-	51.808.642	267.256.936
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	99.044	117.946	-	-	-	-	-	-	99.044	117.946
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	510.734.949	503.579.522	25.684	31.383	-	-	1.716	76	-	-	-	-	510.762.349	503.610.981
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.233.744	15.263.011	3.334.273	3.473.743	1.098.619.633	1.374.215.991	20.896.924	22.048.463	2.929.542	2.844.862	-	-	1.139.014.116	1.417.846.070
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	100.004.647	119.058.905	8.189.709	8.082.994	-	-	-	-	110.434.834	129.382.377
Propiedades, planta y equipo	608.238.796	583.180.744	243.556.563	266.329.976	18.163.438	20.746.848	897.059.859	882.070.391	450.414.983	428.368.511	-	-	2.217.433.639	2.180.696.470
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	101.446	8.297.206	-	-	129.017.655	149.363.291	40.111.927	38.011.257	-	-	-	-	169.231.028	195.671.754
TOTAL ACTIVOS	1.303.458.512	1.310.182.104	324.643.699	357.046.952	2.209.424.153	2.419.310.607	1.237.342.031	1.200.155.770	539.686.642	507.311.665	(3.228.460)	(8.446.413)	5.611.326.577	5.785.560.685

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	195.903.832	196.759.945	376.427.290	310.638.397	366.781.235	489.046.971	294.660.168	302.355.437	121.210.186	103.699.413	(3.228.460)	(8.446.413)	1.351.754.251	1.394.053.750
Otros pasivos financieros corrientes	47	26.351	27.634.365	22.349.209	104.776.985	226.703.734	71.947.165	11.034.446	33.719.936	32.046.376	-	-	238.078.498	292.160.116
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	100.344.207	137.937.525	290.202.271	235.366.718	203.340.459	183.352.939	142.380.436	172.660.428	43.394.348	44.810.969	-	-	779.661.721	774.128.579
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	80.044.605	23.267.428	1.837.109	2.249.562	20.985.919	20.937.120	30.119.040	76.706.628	9.418.449	11.369.623	(3.228.460)	(8.446.413)	139.176.662	126.083.948
Otras provisiones corrientes	9.182.725	9.088.010	28.531.366	21.423.408	1.559.596	6.801.936	-	-	5.042.674	5.913.838	-	-	44.316.361	43.227.192
Pasivos por impuestos corrientes	4.814.657	25.872.525	2.831.011	7.016.288	20.926.914	36.202.808	42.976.189	36.114.100	4.870.431	5.730.192	-	-	76.419.202	110.935.913
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	1.517.591	568.106	25.391.168	22.233.212	15.191.362	15.048.434	7.237.338	5.839.835	24.764.348	3.828.415	-	-	74.101.807	47.518.002
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	70.857.009	52.473.555	17.990.925	41.497.104	815.506.536	870.301.120	330.110.898	397.178.370	202.239.407	210.609.245	-	-	1.436.704.775	1.572.059.394
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	2.929.147	25.941.484	439.191.002	478.627.090	234.412.181	295.721.421	147.679.985	152.604.148	-	-	824.212.315	952.894.143
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	905.643	14.081.540	13.155.174	-	-	-	-	-	-	14.081.540	14.060.817
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	8.738.743	7.618.844	7.830.746	9.239.778	124.438.070	160.166.774	3.176.878	4.445.966	201.947	165.531	-	-	144.386.384	181.636.893
Pasivo por impuestos diferidos	16.134.411	22.742.572	-	-	110.169.354	63.153.516	18.955.626	19.717.371	51.244.001	56.914.980	-	-	196.503.392	162.528.439
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.784.699	17.289.987	4.631.912	5.410.199	127.516.473	149.352.163	66.022.050	62.774.313	1.564.125	-	-	-	218.519.259	234.826.662
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.199.156	4.822.152	2.599.120	-	110.097	5.846.403	7.544.163	14.519.299	1.549.349	924.586	-	-	39.001.885	26.112.440
PATRIMONIO NETO	1.036.697.671	1.060.948.604	(69.774.516)	4.911.451	1.027.136.382	1.059.962.516	612.570.965	500.621.963	216.237.049	193.003.007	-	-	2.822.867.551	2.819.447.541
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.036.697.671	1.060.948.604	(69.774.516)	4.911.451	1.027.136.382	1.059.962.516	612.570.965	500.621.963	216.237.049	193.003.007	-	-	2.822.867.551	2.819.447.541
Capital emitido	367.928.682	368.494.984	83.616.788	135.477.599	336.739.309	466.167.408	3.579.786	7.905.014	37.643.914	32.841.625	-	-	829.508.479	1.010.886.630
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.027.496.558	978.146.893	(156.754.885)	(92.338.025)	244.654.424	72.309.174	107.753.937	(2.694.357)	60.254.433	1.623.660	-	-	1.283.404.467	957.047.345
Primas de emisión	566.302	-	-	-	-	-	3.614.187	-	-	-	-	-	4.180.489	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(359.293.871)	(285.693.273)	3.363.581	(38.228.123)	445.742.649	521.485.934	497.623.055	495.411.306	118.338.702	158.537.722	-	-	705.774.116	851.513.566
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.303.458.512	1.310.182.104	324.643.699	357.046.952	2.209.424.153	2.419.310.607	1.237.342.031	1.200.155.770	539.686.642	507.311.665	(3.228.460)	(8.446.413)	5.611.326.577	5.785.560.685

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

34.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2012	dic-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	39.223.807	M\$	67.546.660	73.262.031	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	17.906.111	M\$	4.799.600	5.192.000	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$	2.902.660	M\$	2.902.660	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	6.474.660	M\$	5.686.862	-	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	-	M\$	-	7.127.904	-	-	-	-	-	-
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de Cobranza	M\$	-	M\$	-	16.095.200	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	97.034.059	109.265.974	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	27.045.746	M\$	60.774.330	55.264.828	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	3.154.334	M\$	122.400.013	140.483.626	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	13.037.542	M\$	77.984.021	99.126.606	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	118.013.487	M\$	29.477.645	38.087.401	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2012 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 24.179.632.682 (M\$ 29.249.750.127 al 31 de diciembre de 2011).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2012	dic-11	2013	Activos	2014	Activos	2015
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	-	M\$	-	55.410.663	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	15.245.788	M\$	15.245.788	21.553.733	-	-	-	-	-

34.3 Litigios y arbitrajes.

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

1.- La Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 por las autoridades argentinas, dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur. Esa norma preveía, además, que los contratos de concesión de servicios públicos se renegociasen en un plazo razonable para adaptarlos a la nueva situación. Sin embargo, la falta de renegociación del contrato de concesión de Edesur motivó que Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaran en el año 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"). En el memorial de demanda se solicitó, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960; por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600, en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, demandan las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. El año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, la cual no fue objetada por el Parlamento argentino y que fue luego ratificada por el Poder Ejecutivo. En el Acta Acuerdo se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de cinco años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, suspensión que ha ido renovándose año a año, a solicitud de las demandantes. Con fecha 13 de octubre de 2010 el Tribunal comunicó la suspensión del procedimiento hasta el día 6 de octubre de 2011. Al concluir dicho plazo el Tribunal solicitaría a las partes que le informaren respecto a la situación que guarda el proceso de negociación de conformidad con el Acta Acuerdo, lo que hasta la fecha no ha ocurrido.

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

2.- Meridional Servicios, Emprendimientos y Participaciones (“Meridional”) es una empresa cuyo único activo son los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (“CELF”). El contrato fue rescindido por CELF con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasileira de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a Meridional, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución el cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaração (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (en Brasilia). El 30 de agosto de 2011 el proceso se envió al Ministerio Público, y el 13 de diciembre de 2011 el proceso al Ministro Relator del Tribunal Superior de Justiça (STJ). El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a Meridional. Ampla y el Estado de Rio de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos favorablemente por la primera sala del STJ con fecha 28 agosto de este año 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 (Meridional) impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada en 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentado Embargo de Declaração por la AMPLA para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a US\$434,65 millones.

3.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demandó a la filial brasileira de distribución Ampla la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra en primera instancia y se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor cuyos fundamentos también son las interrupciones de energía. El juez determinó que se realizara una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla. El 4 de marzo de 2011 se pidió por Ampla se declare la nulidad de la pericia, en razón de los equívocos y contradicciones del perito, solicitando la realización de una nueva pericia. El 2 de marzo de 2012 las partes se manifestaron sobre el laudo pericial, y en 20

de marzo de 2012 el proceso fue al Ministerio Público. El 19 de diciembre de 2012 AMPLA ha reiterado el pedido de realización de una segunda pericia, a causa de los equívocos y contradicciones del perito, en el laudo pericial anteriormente presentado. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente US\$56,29 millones.

4.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energia). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 57,58 millones y demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. En noviembre de 2009 CIEN contestó la demanda, alegando en resumen que la indisponibilidad proviene de la “Crisis Argentina”, país del cual CIEN importa toda la energía que entrega, cuando sea necesario, a Tractebel. Se alega también que la “Crisis Argentina” fue un evento extraordinario, en el cual CIEN no tuvo ninguna participación, y que ésta situación fue inclusive reconocida por las autoridades brasileñas en la época. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. En octubre de 2011 Tractebel presentó su manifestación sobre los documentos presentados por CIEN y el proceso fue enviado en noviembre para análisis del Juez, el cual podrá abrir nuevo plazo para manifestación de CIEN o iniciar fase de producción de pruebas. El 11 de junio 2012 CIEN hizo una presentación al tribunal reforzando el argumento de la crisis argentina, acompañando al proceso informes de juristas argentinos y de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires. El 22 de octubre de 2012 el juez aceptó el pedido de CIEN de acumular esta acción con otra iniciada por CIEN contra Tractebel en el 2001, en que se discute el cobro de valores relativos al temas cambiarios y tributarios. El 29 de noviembre de 2012, Tractebel presentó recurso de embargo de declaración contra esta decisión, el que está pendiente de resolverse.

5.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., contra CIEN, y notificada el 15 de junio de 2010, en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissão de Interligação, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (US\$ 254,85 millones aprox.), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, actualizada monetariamente en los términos del mismo y aumentada con

los intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”; y a otros conceptos para ser determinados en la sentencia definitiva. La fase de pruebas ha concluido y respecto de los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada con fecha 14 de junio de 2011, por la 12ª. Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado Recurso Especial contra esta última resolución, la cual deberá ser juzgado por el Superior Tribunal de Justicia en Brasilia. En la actualidad está pendiente la resolución de la demanda.

6.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de AMPLA. En octubre de 2008 AMPLA presentó recurso especial que no fue aceptado. Por lo tanto el litigio se ha perdido en esfera administrativa, ahora bien, como en el mismo proceso litigioso se discute otro tema (decidido a favor de Ampla en el Consejo pero recurrido por la Administración), en tanto no finalice la discusión respecto de ese otro tema mismo no comenzará la etapa judicial. La cuantía asciende a US\$ 87,81.

7.- En 1998 Ampla, para financiar la adquisición de Coelce, realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla incumplió la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa, y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre y el 28 de diciembre Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. En caso de confirmarse la resolución de la Cámara Superior de Recursos Fiscales, Ampla recurrirá ante los Tribunales de Justicia. La cuantía asciende a US\$401,22.

8.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA español) debería ser determinado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005 un Acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, en base a las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004, 2005 y 2006 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquellos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado. El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla decidió adoptar una estrategia extraordinaria de solicitar a la Hacienda Pública Estadual (Superintendencia de Recaudación) la revisión de la decisión del Tribunal Administrativo en base a la Ley de Amnistía (procedimiento de revisión previsto en la Ley de Amnistía de 2006). Así, la petición fue remitida al citado órgano y, sucesivamente, al propio Gobernador del Estado de Rio de Janeiro (instancia prevista en el ámbito del derecho fiscal y administrativo, para decisiones en base a la equidad, en nuestro caso, bajo el argumento de contribuyentes que no pagaron el impuesto quedaron en situación mejor que la de Ampla). Ampla no ha obtenido respuesta a su petición de revisión por lo que la deuda debería haber estado suspendida hasta el análisis final del proceso en el ámbito administrativo pero ello no ha sido así. En noviembre de 2012 el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito de la deuda en registro público como si fuera debida, lo que ha implicado la necesidad de aportar el 12 de noviembre garantía del 140% de la deuda tributaria con objeto de poder seguir percibiendo fondos públicos. Una vez recibida decisión, probablemente desfavorable, se recurrirá al poder judicial. La cuantía asciende a US\$ 102,96 millones.

9.- A fines de 2002, la compañía brasilera de generación CGTF interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem "Otros Grupos Electrógenos", con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo un resolución incidental a su favor que le permitió sacar los bienes de la aduana con la tasa del 0% pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza obtuvo resolución favorable en la esfera administrativa y en 2ª instancia judicial, ahora bien la Unión Federal presentó en 2009 recurso de aclaración en contra de la decisión de 2º instancia y se resolvió a favor de Endesa Fortaleza, por lo cual en marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) y en 2011 se rechazó, volviendo la Hacienda Pública a recurrir en contra de dicha decisión. El depósito judicial deberá

seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. La cuantía asciende a US\$ 38,19 millones.

10.- En el ejercicio año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de ENDESA CHILE, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado "Arrieta con Fisco y Otros" del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado "Jordán con Fisco y otros", del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, se encuentra terminado periodo ordinario de prueba. Evacuado informe pericial, respecto del cual Endesa solicitó su nulidad, toda vez que no se habría realizado la audiencia de reconocimiento. A dicho incidente de nulidad, se adhirió el Fisco y la DGA.

11.- En los años 2008 y 2011 se iniciaron dos procesos judiciales en contra de PANGUE S.A., (cuya sucesora legal es actualmente San Isidro S.A., filial de Endesa Chile) los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones a consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangue, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. PANGUE S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales. La cuantía de uno de estos procesos asciende a \$30.000.000 (USD 62.505) y el otro es de cuantía indeterminada. En el primero de estos juicios, con fecha 27 de junio de 2012, se dictó sentencia de primera instancia, que rechaza la demanda en todas sus partes. En contra de dicha sentencia, el demandante interpuso recurso de apelación, el que a la fecha, se encuentra pendiente su vista. En la otra, se encuentra terminado el término probatorio, y se está a la espera del llamado a oír sentencia. Cabe señalar que estos procesos están cubiertos por una póliza de seguro. La Administración de la compañía estima que, en razón de los pronunciamientos judiciales anteriores favorables a Pangue S.A. en causas similares y de la actual cuantía de los procesos actualmente vigentes (dos), se dejará de informar estos juicios.

12.- 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. 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 1° instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual con fecha 28 de agosto de 2012, se procedió a su vista. Posteriormente, una ministra integrante, se inhabilitó, anulando la vista producida, ordenando se procediera nuevamente con dicho trámite, el que a la fecha, se encuentra pendiente. La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de \$ 14.610.042.700 (US\$ 30,44 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

13.- 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. N° 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 ambos actos administrativos. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. ENDESA CHILE ha rechazado estas pretensiones, sostenido que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de los estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, pendiente de resolverse un recurso de reposición interpuesto por Endesa Chile en contra de una resolución de carácter probatorio. 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 el cual, se encuentra pendiente se confiera traslado para evacuar la dúplica. Por otra parte, en las causas iniciadas por Transportes Silva y Silva Ltda, en uno de ellos (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, encontrándose actualmente pendiente un recurso de apelación, deducido en contra de dicha negativa. En primera instancia, este proceso está pendiente se dicte el auto de prueba. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

14.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial colombiana de generación Emgesa S.A. ESP., Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. y de la Corporación Autónoma Regional una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace Emgesa S.A. ESP. de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, Emgesa se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de \$3.000.000.000. en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a US\$1.696,611 millones. Emgesa S.A. ESP solicitó la vinculación de aproximadamente 60 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo. El día 29 de junio de 2010 se puso en conocimiento de las partes un incidente promovido por el apoderado de los demandantes, en virtud del cual busca se declare la nulidad de lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca con posterioridad al 1 de agosto de 2006, por entender que a partir de dicha fecha el Tribunal perdió la competencia para conocer del presente trámite ya que a partir de ese momento entraron en funcionamiento los Juzgados Administrativos del Circuito, los cuales eran los competentes para conocer de las acciones de grupo y acciones populares de conformidad con lo indicado en la Ley 472 de 1998. Emgesa se pronunció al respecto oportunamente, aduciendo la impertinencia e ilegalidad de dicha nulidad. La Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá, el cual a su vez lo envía al Consejo de Estado para resolver apelación en contra del auto admisorio promovido por Alpina. El Consejo de Estado resolvió el recurso de apelación manteniendo la vinculación de Alpina y está pendiente que el proceso regrese al Juzgado 5 Administrativo para continuar con el curso del proceso.

15.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que

verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal. En febrero de 2012 se notificó resolución por la cual el Tribunal Fiscal resuelve en última instancia administrativa, el litigio de EDEGEL por Impuesto a la Renta ejercicio 1999, sobre revaluación voluntaria de activos. El Tribunal ha resuelto a favor de la empresa para el caso de Central Huinco (obras civiles) y la Central Matucana (obras civiles, equipos y maquinarias y otros activos), y en contra respecto de las demás centrales (Santa Rosa, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní), disponiendo que la SUNAT “proceda al recálculo de la deuda”.

En mayo de 2012, Edegel presentó Demanda Contencioso Administrativa (DCA) contra la Resolución del Tribunal Fiscal. En Junio de 2012: Edegel presentó ante SUNAT un escrito para el recálculo de la deuda mantenida por el Tribunal Fiscal y que es materia de reliquidación por la SUNAT. El 19 de junio de 2012, Edegel es notificada con la Resolución de Intendencia N°0150150001103, en la cual consta el recálculo realizado por SUNAT de la deuda tributaria. El 26 de junio de 2012, Edegel efectuó pago parcial de la deuda actualizada a dicha fecha, excepto en la parte referida a la Participación de los Trabajadores en las Utilidades. Cabe señalar que el pago ha sido realizado sobre la base del criterio adoptado por el Tribunal Fiscal en el expediente por IR 1999. Dicho pago no ha significado desistimiento alguno en la pretensión de Edegel, es decir, el litigio se mantiene. En Julio de 2012, Edegel fue notificada de Resolución de Intendencia de la SUNAT que desestima el recálculo. Edegel presentó recurso de apelación parcial en contra de la Resolución de la SUNAT. El expediente de apelación fue elevado al Tribunal Fiscal para su resolución. En agosto 2012, el Juez admite a tramitación la DCA y dicta traslado de la misma para que el TF y la SUNAT den contestación a la DCA. En Octubre 2012 el Juez tiene por contestada la DCA tanto por el TF y la SUNAT. En conclusión el estado procesal es el siguiente: Respecto al ejercicio 1999, se dictó fallo parcialmente favorable a la empresa que dispuso que la SUNAT efectúe recálculo de la deuda. En el Tribunal Fiscal se está a la espera de la resolución por el Tribunal Fiscal del recurso de apelación en contra de la Resolución de Intendencia de la SUNAT que efectuó el recalcu de la deuda. En Poder Judicial (PJ), la Demanda Contenciosa Administrativa (DCA) está pendiente de resolución la DCA. Respecto de los ejercicios 2000 y 2001 se presentaron los informes orales y escrito de alegatos. Se está a la espera de la Resolución por el Tribunal Fiscal. La cuantía de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$ 36,55 millones.

16.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT en los años 2004, 2005 y 2006 notificó a EDELNOR con diversas Resoluciones de Determinación y Multa mediante las cuales efectuó reparos al Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas de años 2000 a 2003. Respecto del IR: la SUNAT disminuyó la pérdida tributaria declarada. La empresa aceptó parcialmente dichos reparos e impugnó parte de ellos. Respecto del IGV: los reparos fueron sustancialmente menores. EDELNOR reclamó de las resoluciones ante la SUNAT. En febrero de 2009, EDELNOR fue notificada de Resoluciones de Intendencia de la SUNAT (1ª instancia administrativa) en que acoge parcialmente las reclamaciones de la empresa. En mayo 2009 se interpuso apelación en contra de las resoluciones ante Tribunal Fiscal. En Noviembre 2012 EDELNOR fue notificada de la Resolución del Tribunal Fiscal a través de la cual se da término en instancia administrativa a la impugnación efectuada en contra las Actas relativas al Impuesto a la Renta de los años 2000 a

2004 que incluye el tema del COLFONAVI, resolución que es parcialmente favorable a EDELNOR. Respecto del COLFONAVI el TF si bien no lo ha reconocido como gasto deducible del ejercicio 2000 le ha reconocido el derecho a Edelnor a la depreciación, por lo cual ha ordenado a la SUNAT recalcular tal depreciación. Respecto del período 2004: el Tribunal revocó la RI apelada y ordenó a la SUNAT reliquidar el IR según lo dispuesto en la propia RTF, teniendo en consideración el resultado en los expedientes por IR 2000-2001 e IR 2002-2003. EDELNOR presentó apelación en contra de las Resoluciones de Intendencia de la SUNAT que efectúan el calculo y reliquidación, apelación que se encuentra pendiente de ser admitida a trámite y elevada al Tribunal Fiscal para su resolución. La cuantía asciende aproximadamente a US\$ 18,67 millones.

17 - Con fecha 24 de mayo de 2011, ENDESA CHILE fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el rio Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732 que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa, ambos fueron rechazados. El procedimiento se encuentra suspendido de común acuerdo por las partes, hasta el día 09 de marzo de 2013.

18.- Este juicio comenzó el año 1996 con la presentación de un recurso por 45 trabajadores que solicitaron la reincorporación a sus puestos de trabajo en la empresa brasilera de distribución Ampla. Ampla obtuvo sentencia favorable el año 2003. El Tribunal Superior de Trabalho (TST) reconoció que la jubilación anticipada extinguía el contrato de trabajo. Posteriormente, sobre la base de algunos pronunciamientos jurisprudenciales que reconocían que la adhesión a los programas de jubilación anticipada voluntaria no extinguía el contrato de trabajo, los trabajadores presentaron una "demanda rescisoria" ante el TST fundada en dicha jurisprudencia. Ampla, en el curso de ese procedimiento, está intentando hacer valer la declaración de inconstitucionalidad de la resolución legislativa de la Secretaría de Energía del Estado de Río de Janeiro y la consiguiente inexistencia del derecho de estabilidad, independientemente de si la prejubilación voluntaria extingue o no el contrato de trabajo. AMPLA presentó Embargo de Declaração alegando la caducidad del derecho de los demandantes de presentar la demanda rescisoria, la cual fue acogida y anulada la resolución que había determinado la reintegración de los demandantes en AMPLA. La cuantía de este juicio es de aproximadamente US\$ 54,09 millones.

19.- El Sindicato Regional de Trabajadores de Endesa Chile, demanda a Endesa, Endesa Eco, Central Eólica Canela S.A., Celta, Pangué, Pehuenche, San Isidro, para que se declare que Endesa Chile S.A. debe determinar la “rentabilidad operacional” en base al Balance y Memoria Anual, ambos de 2011, registrados ante la Superintendencia de Valores y Seguros y publicada en la Página Web www.endesa.cl, declarándose a la vez que su rentabilidad operacional fue en el Ejercicio 2011 mayor a 15%, y que, consecencialmente, corresponde a los trabajadores afiliados al Sindicato demandante el bono máximo de participación de utilidades respecto del Ejercicio 2011, ascendente a 2,15 remuneraciones (RBPM) por la ponderación que corresponde hacer al haber estado vigente los Contratos Colectivos durante ese año, por la segunda mitad del año 2011 (Contrato Colectivo actual) 2,3 RBPM y por la primera mitad (Contrato Colectivo anterior) 2,0 RBPM, por lo que piden se condene a Endesa S.A. a pagarles la diferencia entre 2,15 RBPM y lo pagado efectivamente que fue 0,5742 RBPM, que alcanza a 1,5758 RBPM, más reajustes, intereses y costas. En subsidio y para el evento de que se declare que la rentabilidad operacional de Endesa Chile S.A. debe determinarse sobre la base de los resultados de su empresa matriz, piden se declare que no deberán considerarse como “filiales” al menos a efectos laborales a aquellas otras empresas demandadas con participación abrumadoramente mayoritaria de Endesa Chile S.A. y que carecen total o virtualmente de trabajadores, por lo que se deberá calcular el bono de participación de utilidades sobre la base de la rentabilidad operacional obtenida por Endesa matriz conjuntamente con las llamadas filiales y, consecencialmente, Endesa Chile deberá pagar a los trabajadores afiliados al Sindicato demandante la diferencia la diferencia entre las RBPM asociadas a la rentabilidad operacional obtenida de la forma indicada y lo pagado efectivamente que fue de 0,5742 RBPM, más reajustes, intereses y costas. En subsidio de las anteriores, y para el evento de que se decida que la rentabilidad operacional de Endesa Chile debe determinarse sobre la base de los resultados de su empresa matriz, sin las filiales antes señaladas, se declare que se deberá calcular el bono de participación de utilidades sobre aquellos antecedentes formales y verificables por el Tribunal y no sobre las afirmaciones de Endesa S.A., y que para los efectos de determinar el monto específico que corresponde a cada trabajador por concepto del bono de utilidades, deberá considerarse el valor de su remuneración (RBPM) cuyo monto se deberá fijar sobre la base de los antecedentes que se acrediten y determinen en el curso del proceso o en la etapa de cumplimiento del fallo. Adicionalmente, piden se declare que en lo sucesivo Endesa Chile deberá pagar el beneficio de participación de utilidades sobre los mismos criterios determinados por el Tribunal en la sentencia que dicte en el proceso. En cuanto al estado procesal, la demanda se encuentra notificada, citándose a las partes a la audiencia preparatoria para el día 05 de febrero de 2013, a las 09:10 horas. Plazo para contestar la demanda vence el 29 de enero de 2013.

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

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

34.4 Restricciones financieras.

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

1-. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis S.A. y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en 2008 y que expira en 2014, el cual presenta un monto desembolsado de US\$ 200 millones a esta fecha, no hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de este préstamo debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado en el contrato.

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

Los bonos locales de Enersis S.A. y Endesa Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2-.Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.). La mayoría de los covenants financieros que tiene el Grupo Enersis S.A. limita el nivel de endeudamiento y evalúa la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas.

Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda.

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

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 592.579 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 la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de diciembre de 2012, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 6.963.769 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 la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de diciembre de 2012, la Razón de Endeudamiento fue de 0,91.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos Intangibles Identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los Activos Comprometidos a través de Garantías Directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, descontando los Pasivos Garantizados a través de Garantías Directas. Al 31 de diciembre de 2012, la relación mencionada fue de 1,78.

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

Al 31 de diciembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Enersis S.A. era el Ratio Razón de Endeudamiento, correspondiente al bono local Serie B2, que vence en junio de 2022.

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

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que Devengan Intereses, Corriente, Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes, Otros Pasivos Financieros, Corrientes, Otros Pasivos Financieros, No Corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la

suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de diciembre de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,38.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 756.942 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Al 31 de diciembre de 2012, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.541.242 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado Bruto de Explotación, más Ingresos Financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos Financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2012, la relación mencionada fue de 5,76.

- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de diciembre de 2012, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 349,1 millones.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que Devengan Intereses, Corriente, Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes, Otros Pasivos Financieros, Corrientes, y Otros Pasivos Financieros, No Corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de diciembre de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

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

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York, que vence en junio de 2014.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales con vencimiento en mayo de 2032 y en una deuda con el Banco de Crédito con vencimiento en septiembre de 2018. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razones de Endeudamiento, Razón de Apalancamiento, Cobertura de Intereses, Razón Patrimonio a Deuda y Deuda a Patrimonio y Capacidad de pago de la deuda (Razón Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al 2° programa de bonos locales que vence en enero de 2014.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 2ª y 3ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda, Capacidad de pago de intereses y Exigencias de corto plazo (Ratio Deuda de Corto Plazo sobre EBITDA). Al 31 de diciembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el de Capacidad de pago de la deuda, correspondiente a la 5ª, 6ª y 7ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en junio de 2019.

En Argentina, Endesa Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse International con vencimiento en marzo de 2013. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. En el caso de El Chocón, al 31 de diciembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo era el de Cobertura de Intereses, correspondiente a los préstamos con Deutsche Bank, Standard Bank e Itaú que vencen en febrero de 2015.

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

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

Al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011, ni Enersis S.A. ni Endesa Chile, 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 única excepción de Endesa Costanera, nuestra filial argentina de generación, que a la fecha no ha efectuado el pago de la cuota de US\$ 17,6 millones de un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation con

vencimiento 30 de marzo de 2012, por el cual no se ha recibido dispensa por el incumplimiento de pago. El periodo de gracia establecido era de 180 días, y expiró el 26 de septiembre de 2012. Endesa Costanera tampoco ha efectuado el pago de una segunda cuota por US\$ 17 millones que venció al cierre del mes de septiembre de 2012. Bajo los términos del contrato, y dado que ya expiró el periodo de gracia de 180 días, si Mitsubishi Corporation quisiera acelerar la deuda en relación a este préstamo, tendría que notificar formalmente tal aceleración con diez días de anticipación. A la fecha, Endesa Costanera no ha recibido tal notificación de Mitsubishi Corporation, y las negociaciones para reprogramar los pagos no realizados siguen en curso. Si Mitsubishi Corporation enviara una comunicación formal de aceleración, un total de US\$ 141 millones del préstamo se harían exigibles. Nada de lo anterior representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis S.A. o Endesa Chile.

34.5 Otras informaciones.

- Nuestra filial argentina Endesa Costanera está presentando déficit en su capital de trabajo y Patrimonio negativo en su Estado de Situación Financiera Estatutario, a causa de las dificultades que está teniendo para obtener ajustes tarifarios que recojan los costos reales de generación, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina. El riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el Grupo no es significativo.

- Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un "Veedor" por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur. Con fecha 13 de septiembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 246/2012 informa que el " Veedor" se mantendrá por otros 45 días más prorrogables. Con fecha 14 de noviembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 337/2012 informó que el "Veedor" se mantendrá por otros 45 días hábiles más prorrogables. La designación de la figura del "veedor" no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur. Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello ha presentado los recursos correspondientes ante la ENRE cada vez que ha ocurrido la prorroga.

35. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de diciembre de 2012 y 2011, era la siguiente:

País	31-12-2012				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	89	2.057	316	2.462	2.451
Argentina	40	2.427	982	3.449	3.362
Brasil	34	2.368	260	2.662	2.740
Perú	20	691	159	870	841
Colombia	27	1.563	54	1.644	1.634
Total	210	9.106	1.771	11.087	11.028

País	31-12-2011				Promedio del período (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	94	1.963	340	2.397	2.522
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.517	55	1.599	1.641
Total	224	8.919	1.741	10.884	11.039

(*) Incorpora las plantillas medias de Cam y Synapsis hasta el momento de su venta. Ver nota 2.4.1 y nota 11.

36. SANCIONES.

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

1.- Endesa Chile

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de M\$ 662.482. Endesa Chile ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. Se encuentra pendiente el plazo para apelar de este fallo.

2.- Pehuenche

- Con fecha 6 de octubre de 2011, la Superintendencia de Valores y Seguros, en adelante SVS, dictó la Resolución Exenta N°545 y aplicó sanción de multa a los Directores de Pehuenche que participaron en la aprobación del contrato de Energía y Potencia suscrito entre la Compañía y su matriz Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) con fecha 19 de noviembre 2007.

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

i) A los Directores que no integraban el comité de Directores se les sancionó por no haber verificado, según resolución de la SVS, que el contrato de venta de Energía y Potencia suscrito entre Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y su matriz ENDESA con fecha 19 de noviembre de 2007, se celebrara en condiciones de equidad que habitualmente prevalecen en el mercado; y por haber aprobado el Acta de Sesión de Directorio en la cual se consignaba que se había dado lectura al Informe del Comité de Directores, en circunstancias que únicamente se había dado lectura al Acta de Sesión de éste. Las multas ascendieron a 300 UF para cada uno de ellos.

ii) A los Directores que integraban el Comité de Directores de la sociedad a la fecha de celebración del mentado contrato, se les sancionó por no haber evacuado, según resolución de la SVS, el Informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos una multa ascendente a 400 UF.

Los Directores han deducido recurso de reclamación ante el Juzgado Civil competente, previa consignación del 25% del monto total de la multa en la Tesorería General de la República. En consecuencia, las multas y sus fundamentos están cuestionadas ante la Justicia Ordinaria, la que conoce del reclamo de los Directores, en procedimiento sumario, quiénes han solicitado su absolución.

Con fecha 22 de agosto de 2012, Endesa por una parte e Inversiones Tricahue y otros minoritarios, por otra parte, otorgaron un acuerdo transaccional por el cual los minoritarios se desistieron de todas las acciones arbitrales, administrativas y penales en contra de Endesa, Pehuenche y sus Directores en funciones al 19 de noviembre de 2007. Endesa a cambio se obligó a resciliar el contrato de suministro de potencia y energía de 19 de noviembre de 2007, y otorgar uno nuevo en las mismas condiciones, pero con un precio a costo marginal, que regirá a partir de la fecha de suscripción, hasta el 31 de diciembre de 2021. También ambas partes se obligaron a votar favorablemente en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Pehuenche, la resciliación y suscripción del nuevo contrato. Endesa se obligó a pagar a Pehuenche, la diferencia de precio producida entre el precio de contrato de 19 de noviembre de 2007, vigente de 1 de enero de 2008 al 31 de julio de 2012, y la diferencia de precio entre el pagado a partir del 1 de agosto de 2012 hasta la fecha de suscripción del nuevo contrato de suministro de potencia y energía, de acuerdo a las modalidades y condiciones de cálculo del nuevo contrato. Con fecha 4 de octubre de 2012 la Junta Extraordinaria de Pehuenche aprobó por unanimidad, la resciliación y el otorgamiento de un nuevo contrato. Con fecha 19 de octubre el Directorio de Pehuenche, dispuso el pago de un dividendo provisorio, por el monto que recibirá de las diferencias de precio que hizo Endesa, el que se efectuará el 5 de noviembre de 2012. No obstante, los directores deben pagar la multa impuesta por la SVS. El seguro respectivo cubrió dichas multas, y estamos en proceso de declaración y pago en Tesorería de dichas sanciones.

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de M\$ 288.996.. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. Se encuentra pendiente el plazo para apelar de este fallo.

3.- Chilectra S.A.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2012, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$1.050.663. Por otra parte, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Secretaría Regional Ministerial de Salud de la Región Metropolitana, con una multa por un monto de M\$ 3.969, por el incumplimiento de la normativa sobre almacenamiento de materiales. Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada por una multa por fallas técnicas relacionadas con el suministro eléctrico, por un monto de M\$29.529. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de cada una de ellas, ha deducido los recursos de reposición o reclamación, según corresponda.

4.- Edelnor S.A.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Edelnor S.A. ha sido sancionada 5 multas vinculadas a determinación de impuesto renta años 2007 y 2008 por un monto de soles peruanos S/17.057.205 (M\$ 3.210.500). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivo.

También durante el ejercicio 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERG) le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A. por incumplimiento de normas de calidad técnica y comercial por un monto de soles peruanos S/463.645,77 (M\$ 87.267) y en 2011 cuarenta y siete sanciones por un monto de soles peruanos S/717.000 (M\$ 138.081).

5.- Edesur S.A.

Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 819 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 1.326.379 (M\$ 13.591 de pesos argentinos). Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada con 182 multas, por los mismos conceptos antes indicados, por un monto de M\$10.075.970 (M\$ 83.526 de pesos argentinos).

6.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón ha sido multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de extracción de aguas de sus cuencas por un monto de M\$ 299.511 (M\$ 3.069 de pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

7.- Endesa Costanera S.A.

Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) con 2 sanciones por un monto de M\$ 2.422 (M\$ 24 pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

8.- Ampla Energía S.A.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 673.664 (MR\$ 2.863 de reales brasileños). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 1.959.386 (MR\$ 7.079 de reales brasileños). 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\$ 1.759.573 (MR\$ 7.478 reales brasileños) La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivo.

9.- Coelce

Para el ejercicio 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\$ 162.122 (MR\$ 689 reales brasileños). Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con 3 multas por los mismos conceptos que 2012 por M\$ 386.674 (MR\$ 1.397 reales brasileños). Adicionalmente, durante 2012 ha sido sancionada con 8 multas por la Agencia Reguladora del Estado de Ceará, por un monto de M\$ 5.387.433 (MR\$ 22.937,784). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.

10.- Edegel

Durante el ejercicio 2012, la Administración Tributaria (SUNAT) ordenó a Edegel S.A. el pago de S/. 37,710,176 (M\$ 7.097.795) por concepto Tributo Omitido, Intereses y Multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el impuesto a la renta del ejercicio 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. ha presentado una demanda contencioso-administrativa.

Durante el ejercicio 2011, Edegel S.A.A. fue notificada por la Administración Tributaria (SUNAT) con Resoluciones de Determinación y Multa referidas a supuestas omisiones en la determinación del Impuesto a la Renta del ejercicio 2006. La contingencia asociada a estas acotaciones actualizada al 31 de diciembre de 2011 fue S/. 25,546,000 (M\$ 4.919.690) (incluidos multas e intereses).El recurso de apelación interpuesto por la Compañía se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

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

37. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS

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

- Con fecha 8 de enero de 2013, se informó que Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile), ha aceptado los términos del monto final y definitivo a indemnizar por los siniestros relacionados con los efectos del terremoto del 27 de febrero de 2010 informado por el liquidador Becket S.A. Liquidadores de Seguros mediante carta de fecha 7 de enero de 2013. Dichos términos también han sido aceptados por todas las compañías aseguradoras.

Con respecto a las instalaciones de la Central Bocamina 1 de propiedad de Endesa Chile, se ha alcanzado un acuerdo de indemnización por US\$85.665.673 por concepto de pérdida de beneficios y daños materiales (US\$66.165.673 y US\$19.500.000 respectivamente), como consecuencia del mencionado terremoto. Nuestra filial ha recibido anticipos de efectivo por el siniestro por un monto de US\$42.665.673.

Respecto a Bocamina 2, también de propiedad de Endesa Chile, el acuerdo implica indemnizaciones por US\$112.999.528, de los cuales US\$2.953.306 corresponden a daños materiales y US\$110.046.222 a pérdida de beneficios como consecuencia del siniestro (ALOP).

Al 31 de diciembre de 2012, nuestra filial Endesa Chile registrará un monto de US\$114.711.895 en su resultado operacional por concepto de indemnización por pérdida de beneficios. Lo anterior representa un beneficio para Enersis de US\$55.043.356 después de impuestos y minoritarios.

- Con fecha 22 de enero de 2013, se informó que en relación con la comunicación de hecho esencial de fecha 21 de diciembre de 2012, que da cuenta del aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 20 de diciembre de 2012, Enersis S.A. ("Enersis") ha realizado gestiones con el objeto de estudiar la colocación de acciones tanto en Chile como en mercados extranjeros a través de un programa de ADR's (según este término se define en la Circular), con los siguientes bancos de inversiones / agentes colocadores: J.P. Morgan, BTG Pactual / Celfin, Bank of America Merrill Lynch, Banchile, BBVA, Crédit Suisse, Deutsche Bank, Goldman Sachs, HSBC, Larraín Vial, Morgan Stanley, Santander, Bank of Tokyo, Mitsubishi UFJ Securities, BNP Paribas y Crédit Agricole.

Se hace presente que Enersis S.A. comunicará la información requerida bajo la sección II.1b) de la Circular, tan pronto como tome conocimiento de la misma.

Nada de lo informado por medio del presente hecho esencial constituye una oferta de venta de valores en los Estados Unidos de América. Los valores no pueden ser ofrecidos ni vendidos en los Estados Unidos de América sin registro o exención de registro. Enersis pretende registrar valores para su venta pública en los Estados Unidos de América en relación con su anunciado aumento de capital.

Cualquier oferta pública de valores a realizarse en los Estados Unidos de América será efectuada por medio de un prospecto que podrá ser obtenido del emisor o del depositario de los valores en venta y contendrá información detallada acerca de Enersis y su administración, así como de sus estados financieros.

- Con fecha 29 de enero de 2013, nuestra filial Endesa Chile informó que en el marco del procedimiento de arbitraje internacional relacionado con las divergencias existentes entre las partes del Contrato de Construcción Llave en Mano de la Central Termoeléctrica Bocamina II de propiedad de Endesa Chile y que fue iniciado por solicitud de arbitraje presentado por nuestra Compañía en octubre de 2012 ante la Cámara Internacional de Comercio de París (CII), Endesa Chile ha sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la Cámara Internacional de Comercio de París que los integrantes del Consorcio SES-TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y junto con ello, han demandado reconventionalmente a Endesa Chile por un monto de US\$MM1.294, en el caso de Tecnimont y US\$MM15, en el caso de SES.

Endesa Chile considera que las demandas reconventionales no tienen fundamento, por lo que nuestra Compañía defenderá su posición en este juicio arbitral, con la convicción que le asiste el derecho y los hechos en esta controversia y que han justificado el cobro de las boletas bancarias de garantía por los graves incumplimientos del Consorcio.

En consideración a lo expuesto precedentemente, y teniendo presente la falta de fundamentos de las pretensiones de los demandantes reconconvencionales, no se advierten efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de la sociedad a esta fecha.

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

38. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas.	2.298.344	2.104.631	2.460.261
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	41.802	72.711	72.984
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	124.990	455.617	294.327
Chinango	Protección del aire y del clima, gestión de aguas residuales, recuperación del suelo y agua, reducción de ruidos y las vibraciones, protección de la biodiversidad y paisajística.	451.030	211.544	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	464.295	336.435	444.983
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	-	71.667	69.820
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de árboles en AT, mateción de jardines, solidos contaminados con aceites.	1.324.061	1.681.800	4.344
Ampla Energía	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	-	-	17.377
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	-	56.185	10.287
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	15.100	13.412
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	16.387	14.714
Total		4.704.522	5.022.077	3.402.509

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales y sociedades de control conjunto al 31 de diciembre de 2012 y 2011, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

31-12-2012									
Estados financieros	Activos Corrientes M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	
Chilectra S.A.	consolidado	164.345.697	1.139.112.814	1.303.458.511	(195.903.831)	(70.857.008)	(266.760.839)	974.543.004	(798.781.836)
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	33.956.699	34.725.275	68.681.974	(4.487.954)	(473.280)	(4.961.234)	12.042.940	565.251
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.302.210	327.443	4.629.653	(2.560.716)	(686.662)	(3.247.378)	6.158.048	(5.711.991)
Inversiones Distrilima S.A.	separado	14.081.778	45.150.539	59.232.317	(1.690)	-	(1.690)	-	13.767.559
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	69.076.427	456.528.436	525.604.863	(121.208.497)	(202.239.406)	(323.447.903)	375.147.825	(335.221.434)
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	629.902.712	3.231.692.665	3.861.595.377	(658.103.026)	(791.579.065)	(1.449.682.091)	1.140.273.857	(948.756.853)
Endesa Eco S.A.	separado	96.858.959	69.458.787	166.317.746	(146.333.479)	(2.483.081)	(148.816.560)	8.715.658	(15.069.072)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	53.256.062	226.690.237	279.946.299	(67.804.287)	(44.094.780)	(111.899.067)	374.992.088	(117.294.279)
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	51.106.086	201.289.793	252.395.879	(106.039.552)	(21.730.290)	(127.769.842)	278.773.184	(223.658.845)
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	21.743.445	(10.100.577)
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.675.677	72.323.119	90.998.796	(10.274.500)	(4.390.710)	(14.665.210)	36.327.247	(51.556.757)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	563.298	(350.866)
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	separado	109.901.311	280.273.935	390.175.246	(48.808.533)	(42.927.589)	(91.736.122)	119.376.455	(82.726.987)
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	5.671.843	14.638.326	20.310.169	(2.924.404)	(9.068.755)	(11.993.159)	9.540.642	(1.224.447)
Endesa Argentina S.A.	separado	13.909.791	30.612.330	44.522.121	(456.855)	(4.479.929)	(4.936.784)	-	3.123.830
Endesa Costanera S.A.	separado	26.248.574	116.505.733	142.754.307	(195.463.171)	(10.460.347)	(205.923.518)	291.930.406	(340.775.547)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	15.500.507	148.052.530	163.553.037	(29.439.486)	(48.058.461)	(77.497.947)	49.192.999	(34.794.050)
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	285.737.507	1.558.061.492	1.843.798.999	(179.589.763)	(757.392.282)	(936.982.045)	579.490.648	(378.229.618)
Generandes Perú S.A.	separado	190.469	202.696.962	202.887.431	(8.235)	-	(8.235)	-	18.720.477
Edegel S.A.A.	separado	73.195.465	686.321.901	759.517.366	(71.852.384)	(241.375.405)	(313.227.789)	248.227.203	(202.144.376)
Chinango S.A.C.	separado	6.997.326	107.354.750	114.352.076	(9.156.459)	(40.761.605)	(49.918.064)	30.172.751	(18.065.792)
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	10.081.574	127.061.491	137.143.065	(5.728.373)	(248.465)	(5.976.838)	-	(1.140.074)
Endesa Brasil S.A.	separado	286.665.587	904.628.344	1.191.293.931	(8.533.833)	(123.494)	(8.657.327)	-	186.136.751
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	64.532.319	134.844.881	199.377.200	(29.555.112)	(27.185.680)	(56.740.792)	139.185.606	(103.146.050)
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	97.557.008	103.199.005	200.756.013	(14.682.311)	(2.283.384)	(16.965.695)	155.195.046	(47.917.978)
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	26.050.134	246.005.938	272.056.072	(123.971.364)	(7.980.532)	(131.951.896)	67.804.297	(48.586.909)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.674.370	3.631.634	20.306.004	(4.285.854)	(15.150.911)	(19.436.765)	2.469.289	(3.712.947)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	204.298.160	670.549.135	874.847.295	(163.916.127)	(297.771.151)	(461.687.278)	801.801.416	(701.107.852)
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	3.113.907	173.146	3.287.053	(1.384.682)	-	(1.384.682)	5.800.382	(4.271.001)
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	203.568.734	1.031.003.478	1.234.572.212	(216.946.648)	(503.653.846)	(720.600.494)	1.066.613.813	(949.270.631)
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	1.901.905	84.277.315	86.179.220	(39.947.575)	-	(39.947.575)	-	7.785.179
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	251.980.222	941.687.103	1.193.667.325	(279.593.196)	(311.739.451)	(591.332.647)	818.749.893	(676.445.496)
Inversora Codensa S.A.	separado	925	77	1.002	(11)	-	(11)	-	(141)
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	separado	23.345.306	108.830.580	132.175.886	(32.149.721)	(37.487.168)	(69.636.889)	75.998.697	(69.883.980)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	77.060.244	247.583.455	324.643.699	(376.427.291)	(17.990.925)	(394.418.216)	308.885.087	(389.691.387)

31-12-2011									
Estados financieros	Activos Corrientes M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	
Chilectra S.A.	consolidado	193.667.154	1.116.514.950	1.310.182.104	(196.759.945)	(52.473.555)	(249.233.500)	1.035.360.191	(924.569.246)
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	consolidado	-	-	-	-	-	6.690.708	(6.561.185)	
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	30.451.690	36.347.961	66.799.651	(3.801.501)	(675.754)	(4.477.255)	(1.479.399)	
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	consolidado	-	-	-	-	-	15.582.078	(16.890.062)	
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	3.386.984	296.193	3.683.177	(2.119.237)	(557.313)	(2.676.550)	(5.282.766)	
Inversiones Distrillima S.A.	separado	73.612	53.558.686	53.632.298	(8.288)	(8.288)	12.106.048	(4.386)	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	73.237.435	434.005.821	507.243.256	(103.696.328)	(210.609.245)	(314.305.573)	(270.687.421)	
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	723.937.172	3.238.686.083	3.962.623.255	(488.951.209)	(1.087.287.205)	(1.576.238.414)	(812.433.884)	
Endesa Eco S.A.	separado	5.437.267	135.146.612	140.583.879	(139.297.158)	(8.360.757)	(147.657.915)	(11.047.198)	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	56.656.641	234.597.856	291.254.497	(77.321.477)	(39.046.758)	(116.368.235)	(78.664.231)	
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	68.408.746	77.242.199	145.650.945	(71.972.413)	(9.267.849)	(81.240.262)	(199.292.302)	
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	34.480.062	131.950.788	166.430.850	(44.091.140)	(13.223.971)	(57.315.111)	(40.689.183)	
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	33.507.950	78.813.461	112.321.411	(15.031.457)	(5.726.043)	(20.757.500)	(38.375.668)	
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	41	25.157.716	25.157.757	(3.641.034)	-	(3.641.034)	(270.529)	
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	separado	93.103.849	314.752.349	407.856.198	(77.452.970)	(45.808.413)	(123.261.383)	(225.125.890)	
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	29.481.896	15.071.789	44.553.685	(5.430.649)	(11.437.055)	(16.867.704)	(2.664.769)	
Endesa Argentina S.A.	separado	8.573.370	34.592.709	43.166.079	(103.684)	-	(103.684)	453.345	
Endesa Costanera S.A.	separado	58.093.676	141.156.445	199.250.121	(160.504.466)	(61.581.301)	(222.085.767)	(364.229.923)	
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	27.754.942	161.753.755	189.508.697	(24.739.392)	(69.116.012)	(93.855.404)	(36.168.754)	
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	239.044.005	1.393.219.292	1.632.263.297	(220.413.976)	(530.859.723)	(751.273.699)	(368.041.227)	
Generandes Perú S.A.	separado	162.255	208.237.040	208.399.295	(9.633)	-	(9.633)	(180.671)	
Edegel S.A.A.	separado	70.142.623	709.616.464	779.759.087	(60.257.964)	(275.273.113)	(335.531.077)	(140.762.791)	
Chinango S.A.C.	separado	11.140.497	112.163.451	123.303.948	(22.972.028)	(42.065.340)	(65.037.368)	(17.770.892)	
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	10.250.367	115.878.082	126.129.169	(7.348.428)	(1.035.256)	(8.383.684)	(4.664.851)	
Endesa Brasil S.A.	separado	144.245.706	1.071.816.109	1.216.061.815	(5.924.851)	(2.225)	(5.927.076)	(10.670.289)	
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	separado	85.453.417	162.710.126	248.163.543	(40.948.473)	(38.033.756)	(78.982.229)	(86.764.813)	
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	118.123.679	144.987.597	263.111.276	(29.508.803)	(4.697.541)	(34.206.344)	(12.834.467)	
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	25.533.963	292.499.911	318.033.874	(151.994.548)	(16.143.887)	(168.138.435)	(18.519.083)	
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	18.236.701	3.922.642	22.159.343	(3.751.001)	(15.927.509)	(19.678.510)	(2.906.410)	
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	202.961.217	773.140.433	976.101.650	(194.185.629)	(311.700.107)	(505.885.736)	(669.295.646)	
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	2.449.053	115.999	2.565.052	(1.071.810)	(38.388)	(1.110.198)	(4.878.723)	
Ampla Energia E Servicios S.A.	separado	215.407.325	1.102.615.089	1.318.022.414	(293.476.867)	(548.590.886)	(842.067.753)	(909.619.067)	
Ampla Investimentos E Servicios S.A.	separado	1.507.987	138.395.284	139.903.271	(51.994.249)	-	(51.994.249)	16.979.113	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	233.090.499	934.300.085	1.167.390.584	(294.852.363)	(379.922.653)	(674.775.016)	(663.876.013)	
Inversora Codensa S.A.	separado	1.076	76	1.152	(35)	-	(35)	(45)	
Empresa de Enería de Cundinamarca S.A.	separado	19.310.230	95.221.154	114.531.384	(21.874.858)	(35.202.438)	(57.077.296)	(61.248.745)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	86.197.848	270.721.415	356.919.263	(311.415.979)	(40.591.590)	(352.007.569)	(427.202.383)	

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012			% Participación a 31/12/2011			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%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Brasil	Compra Y Venta de Productos Relacionados con la Electricidad
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
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
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso Argentino	0,00%	34,50%	34,50%	0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
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%	9,35%	21,82%	12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	95,61%	95,61%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
77.625.850-4	Consorcio Ara- Ingendesa Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Consultora de Ingeniería de Proyectos
76.738.990-6	Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeniería Básica Línea Maipo
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
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	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	30,15%	65,17%	35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	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%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de Servicios de Ingeniería
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	77,21%	93,23%	16,02%	77,21%	93,23%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	94,99%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Brasil S.A.	Real	22,06%	49,46%	71,52%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.827.970-K	Endesa Eco S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	EN-Brasil Comercio e Servicos S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Asociada	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Eólica Fanzenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Asociada	Brasil	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energia Renovables
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Administración y Dirección de Sociedades
Extranjero	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	49,99%	49,99%	0,00%	49,99%	49,99%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
77.032.280-4	Gasoducto Taltal Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.041.891-9	Hidroaysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollar Sistemas de Transmisión Eléctrica
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	15,38%	50,37%	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
Extranjero	Investluz S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96905700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Distribución de Gas
99.584.600-4	Sistema Sec S.A.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Control Conjunto	Chile	Provisión de Sistemas de Señalización, Electrificación y Comunicación
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
79197570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de Servicios de Ingeniería
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	99,85%	99,85%	0,00%	99,85%	99,85%	Asociada	Colombia	Administración de Puertos
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	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
Extranjero	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

- (1) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. y Endesa Inversiones Generales S.A. fueron fusionadas con Inversiones Endesa Norte S.A. , siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (3) Con fecha 1 de julio de 2012 Inversiones Endesa Norte S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación durante el ejercicio 2012 y 2011

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 31 de diciembre de 2012				a 31 de diciembre de 2011			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Vuelta Obligado S.A.	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto

No hubo exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2012 y 2011.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

Este anexo es parte de la nota 3.h “Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación”.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012			% Participación a 31/12/2011			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Market Place	Dólar	15,00%	0,00%	15,00%	15,00%	0,00%	15,00%	España	B2B (Nuevas Tecnologías)
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	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%	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012				12-2011									
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	517.486	1.552.682	2.070.168	4.142.238	4.145.057	13.854.905	22.142.200	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290
Extranjera	Edgel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,13%	1.406.430	4.177.025	5.583.455	12.608.401	17.546.542	-	30.154.943	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	27.292.271	-	39.150.493
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	5,77%	1.230.672	3.009.713	4.240.385	2.238.071	-	2.238.071	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	-	2.604.306
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,60%	216.766	313.356	530.122	216.179	-	216.179	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	-	673.700
Totales								3.371.354	9.052.776	12.424.130	19.204.889	21.691.599	13.854.905	54.751.393	4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012				12-2011									
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	56.264.078	-	56.264.078	-	-	-	-	14.958.554	10.030.787	24.989.341	32.747.272	24.243.194	-	56.990.466
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	11.534.186	-	11.534.186	-	-	-	-	2.296.618	67.527	2.364.145	161.976	1.139.597	-	1.301.573
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	799.346	5.846.518	6.645.864	6.019.282	-	6.019.282	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	6.659.064	-	6.659.064	-	-	-	10.193.375	-	10.193.375	-	-	-	-	-
96.827.970-H	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	2.017.319	-	2.017.319	-	-	-	-	3.930.734	3.930.734	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,50%	285.377	965.266	1.250.643	3.045.792	2.592.406	1.861.196	7.499.394	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,06%	4.536.007	13.214.919	17.750.926	31.774.969	27.224.080	14.032.389	73.031.438	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,46%	1.190.648	3.151.597	4.342.245	6.954.127	6.017.081	8.923.825	21.895.033	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,62%	16.441	113.614	130.055	149.411	115.228	1.694.259	1.958.898	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,61%	1.116.763	3.235.164	4.351.927	935.799	-	-	935.799	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDÉS	Brasil	Real	9,52%	3.934.967	9.755.961	13.690.928	12.079.881	-	-	12.079.881	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,78%	2.267.540	8.719.128	10.986.668	22.974.521	11.730.771	6.498.966	41.204.258	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	121.287	3.117.565	3.238.852	1.498.141	-	-	1.498.141	-	-	-	-	-	-	-
Totales								90.743.023	48.119.732	138.862.755	85.431.923	47.679.566	33.010.635	166.122.124	27.995.745	14.913.813	42.909.558	32.909.248	25.382.791	-	58.292.039

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			34.346.077	42.323.083
	Dólares	Pesos chileno	29.667.476	22.805.258
	Dólares	Pesos Colombianos	10.947	5.634
	Dólares	Soles	4.233.557	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	434.097	16.310.223
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			6.803.538	10.100.793
	Dólares	Pesos chileno	6.803.538	10.100.793
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			580.405	379.862
	Dólares	Pesos chileno	580.405	379.862
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			41.730.020	52.803.738
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			41.730.020	52.803.738
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			9.030.441	9.733.400
	Dólares	Pesos chileno	9.030.441	9.733.400
Plusvalía			426.209.853	477.068.142
	Reales	Soles	8.703.399	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	272.442.268	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.742.640	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	124.877.836	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	8.443.710	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			435.240.294	486.801.542
TOTAL ACTIVOS			476.970.314	539.605.280

		31-12-2012								31-12-2011							
		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		104.128.409	255.065.083	359.193.492	487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750	
	Dólares	Pesos chileno	24.749.455	234.307.578	259.057.033	424.225.534	157.063.940	411.509.374	992.798.848	23.913.216	58.161.835	82.075.051	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218	
	Dólares	Reales	486.256	7.606.194	8.092.450	16.493.010	9.064.986	3.838.731	29.396.727	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730	
	Dólares	Soles	4.249.373	7.926.216	12.175.589	38.829.516	57.831.462	34.695.428	131.356.406	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	79.518.586	50.698.749	165.596.106	
	Dólares	Peso Argentino	74.643.325	5.225.095	79.868.420	7.836.715	-	-	7.836.715	19.914.191	19.534.795	39.448.986	50.051.842	26.994.854	-	77.046.696	
TOTAL PASIVOS			104.128.409	255.065.083	359.193.492	487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750	

ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2012											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales bruto	577.631.678	85.836.682	31.117.064	14.481.479	7.021.733	6.325.361	5.023.586	3.995.097	4.173.859	166.502.746	902.109.285	163.265.685
Provisión de deterioro	(2.348.483)	(1.217.309)	(396.729)	(626.718)	(2.690.963)	(1.863.025)	(1.995.194)	(1.258.411)	(916.663)	(136.848.875)	(150.162.370)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	130.237.560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	130.237.560	39.712.008
Provisión de deterioro	(12.979.909)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.979.909)	-
Total	692.540.846	84.619.373	30.720.335	13.854.761	4.330.770	4.462.336	3.028.392	2.736.686	3.257.196	29.653.871	869.204.566	202.977.693

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2011											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales bruto	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.201	1.064.989.760	182.387.693
Provisión de deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(161.000.694)	(187.293.252)	(999.510)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.740.000	1.220.415	429.523	292.486	523.760	105.650	161.472	5.288.580	576.549	34.893.534	101.231.969	261.940.267
Provisión de deterioro	(1.326.089)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.326.089)	-
Total	588.235.362	80.671.634	35.917.331	8.455.477	6.186.814	4.794.287	711.881	8.495.502	3.335.059	240.799.041	977.602.388	443.328.450

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al						Saldo al					
	31-12-2012						31-12-2011					
	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	10.265.582	557.611.707	333.154	20.019.971	10.598.736	577.631.678	7.908.458	513.850.924	92.748	20.756.846	8.001.206	534.607.770
Entre 1 y 30 días	2.063.754	79.490.817	92.078	6.345.865	2.155.832	85.836.682	2.128.913	75.776.992	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.683
Entre 31 y 60 días	371.586	28.579.364	36.119	2.537.700	407.705	31.117.064	423.750	28.581.320	49.184	7.091.515	472.934	35.672.835
Entre 61 y 90 días	76.378	12.571.244	24.312	1.910.235	100.690	14.481.479	133.395	11.531.589	795	1.343.007	134.190	12.874.596
Entre 91 y 120 días	54.860	5.415.338	15.077	1.606.395	69.937	7.021.733	113.101	7.636.149	6.420	1.260.655	119.521	8.896.804
Entre 121 y 150 días	43.521	4.895.739	14.427	1.429.622	57.948	6.325.361	98.637	6.367.912	8.836	1.216.584	107.473	7.584.496
Entre 151 y 180 días	34.882	3.794.350	9.840	1.229.236	44.722	5.023.586	89.794	3.355.049	8.423	2.116.440	98.217	5.471.489
Entre 181 y 210 días	18.980	2.566.420	15.738	1.428.677	34.718	3.995.097	36.235	7.811.862	3.180	1.083.419	39.415	8.895.281
Entre 211 y 250 días	17.673	3.218.482	10.848	955.377	28.521	4.173.859	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605
superior a 251 días	312.567	156.553.928	22.929	9.948.818	335.496	166.502.746	847.486	331.712.072	43.791	35.194.129	891.277	366.906.201
Total	13.259.783	854.697.389	574.522	47.411.896	13.834.305	902.109.285	11.803.877	989.786.068	231.968	75.203.692	12.035.845	1.064.989.760

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2012		31-12-2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	154.337	19.650.395	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	11.333	24.548.940	11.033	26.318.280
Total	165.670	44.199.335	62.028	43.800.546

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	25.406.355	21.443.190
Provisión cartera repactada	1.683.468	527.254
Castigos del periodo	(16.073.728)	(7.046.353)
Recuperos del periodo	6.083.566	(3.320.964)
Total	17.099.661	11.603.127

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-12-2012		31-12-2011	
	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	1.678.956	1.679.017	2.590.194	2.590.264
Monto de las operaciones M\$	19.069.326	33.173.389	(1.048.188)	18.649.480

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	31-12-2012												
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales Generación y transmisión	162.178.765	814.505	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.434	234.111.448	140.323.852	
-Grandes Clientes	115.182.971	201.283	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	18.340.888	134.088.055	-	
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525	140.323.852	
-Otros	28.247.269	613.222	47.065	4.328.884	225.546	1.854	28.482	-	-	47.782.546	81.274.868	-	
Provision Deterioro	(260.312)	-	-	-	-	-	-	-	-	(56.996.601)	(57.256.913)	-	
Servicios no facturados	70.067.853	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70.067.853	-	
Servicios facturados	92.110.912	814.505	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.434	164.043.595	140.323.852	
Deudores Comerciales Distribución	415.452.913	85.022.177	31.069.364	10.146.305	6.713.301	6.050.718	4.995.102	3.995.097	4.173.548	100.379.312	667.997.837	22.941.833	
-Clientes Masivos	261.331.994	61.975.079	20.915.473	6.292.552	4.776.095	3.393.756	3.289.634	2.009.216	1.322.318	40.247.009	405.553.126	11.877.739	
-Grandes Clientes	101.717.620	15.465.074	6.738.078	2.093.418	771.383	876.241	813.456	541.975	720.722	36.025.809	165.763.776	6.095.508	
-Clientes Institucionales	52.403.299	7.582.024	3.415.813	1.760.335	1.165.823	1.780.721	892.012	1.443.906	2.130.508	24.106.494	96.680.935	4.968.586	
Provision Deterioro	(2.088.171)	(1.217.309)	(396.729)	(626.718)	(2.690.963)	(1.863.025)	(1.995.194)	(1.258.411)	(916.663)	(79.852.274)	(92.905.457)	-	
Servicios no facturados	207.144.462	-	-	-	-	-	-	-	-	1.239.251	208.383.713	-	
Servicios facturados	208.308.451	85.022.177	31.069.364	10.146.305	6.713.301	6.050.718	4.995.102	3.995.097	4.173.548	99.140.061	459.614.124	22.941.833	
Total Deudores Comerciales Brutos	577.631.678	85.836.682	31.117.064	14.481.479	7.021.733	6.325.361	5.023.586	3.995.097	4.173.859	166.502.746	902.109.285	163.265.685	
Total Provisión Deterioro	(2.348.483)	(1.217.309)	(396.729)	(626.718)	(2.690.963)	(1.863.025)	(1.995.194)	(1.258.411)	(916.663)	(136.848.875)	(150.162.370)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	575.283.195	84.619.373	30.720.335	13.854.761	4.330.770	4.462.336	3.028.392	2.736.686	3.257.196	29.653.871	751.946.915	163.265.685	

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de los deudores comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Deudores comerciales	Saldo al 31-12-2011											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	276.162.422	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	364.840.933	148.953.896
-Grandes Clientes	219.872.741	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	308.551.252	586.863
-Clientes Institucionales	56.289.681	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.289.681	148.367.033
Provision Deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)	-	-	-	-	(43.766.186)	(48.915.425)	-
Servicios no facturados	108.875.974	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.875.974	-
Servicios facturados	167.286.448	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	255.964.959	148.953.896
Deudores Comerciales Distribución	258.445.348	77.735.369	35.587.863	5.589.767	8.403.798	7.445.973	4.148.425	8.895.281	4.139.606	289.757.397	700.148.827	33.433.797
-Clientes Masivos	112.922.763	60.157.006	28.341.140	2.984.669	5.486.134	5.666.497	2.738.905	7.186.606	2.699.305	249.080.159	477.263.184	9.995.785
-Grandes Clientes	94.208.438	11.240.026	4.312.588	1.311.741	1.519.470	621.819	635.550	776.703	1.015.465	38.272.310	153.914.110	4.622.939
-Clientes Institucionales	51.314.147	6.338.337	2.934.135	1.293.357	1.398.194	1.157.657	773.970	931.972	424.836	2.404.928	68.971.533	18.815.073
Provision Deterioro	(1.803.214)	(489.464)	(185.027)	(600.965)	(3.178.256)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(117.234.508)	(138.377.827)	(999.510)
Servicios no facturados	150.400.140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150.400.140	-
Servicios facturados	108.045.208	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	289.757.395	549.748.687	33.433.797
Total Deudores Comerciales Brutos	534.607.770	79.940.682	35.672.835	12.874.596	8.896.803	7.584.496	5.471.488	8.895.281	4.139.606	366.906.203	1.064.989.760	182.387.693
Total Provisión Deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(161.000.694)	(187.293.252)	(999.510)
Total Deudores Comerciales Netos	531.821.451	79.451.218	35.487.808	8.162.991	5.663.053	4.688.637	550.408	3.206.922	2.758.511	205.905.509	877.696.508	181.388.183

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										
	31-12-2012										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	155.229.004	814.505	47.700	4.311.860	308.432	274.643	4.577	-	311	65.515.189	226.506.221
-Grandes Clientes	115.182.971	201.283	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	18.340.888	134.088.055
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525
-Otros	21.297.508	613.222	47.065	4.305.570	225.546	1.854	4.575	-	-	47.174.301	73.669.641
Cartera repactada	6.949.761	-	-	23.314	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.949.761	-	-	23.314	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	402.382.703	78.676.312	28.531.664	8.259.384	5.106.906	4.621.096	3.789.773	2.566.420	3.218.171	91.038.739	628.191.168
-Clientes Masivos	252.003.889	57.670.992	19.067.440	5.008.539	3.688.532	2.463.672	2.491.643	1.318.921	731.935	32.414.708	376.860.271
-Grandes Clientes	100.406.979	14.047.180	6.585.752	1.954.431	692.787	843.697	772.966	497.816	687.530	35.801.753	162.290.891
-Clientes Institucionales	49.971.835	6.958.140	2.878.472	1.296.414	725.587	1.313.727	525.164	749.683	1.798.706	22.822.278	89.040.006
Cartera repactada	13.070.210	6.345.865	2.537.700	1.886.921	1.606.395	1.429.622	1.205.329	1.428.677	955.377	9.340.573	39.806.669
-Clientes Masivos	8.681.754	3.795.249	1.846.968	1.283.578	1.094.281	929.814	797.592	689.649	590.346	7.807.681	27.516.912
-Grandes Clientes	1.194.312	791.220	140.433	139.948	78.339	32.945	41.019	44.993	33.298	253.891	2.750.398
-Clientes Institucionales	3.194.144	1.759.396	550.299	463.395	433.775	466.863	366.718	694.035	331.733	1.279.001	9.539.359
Total cartera bruta	577.631.678	85.836.682	31.117.064	14.481.479	7.021.733	6.325.361	5.023.586	3.995.097	4.173.859	166.502.746	902.109.285

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2011										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	256.097.955	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	339.497.792
-Grandes Clientes	206.702.908	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	290.102.745
-Clientes Institucionales	49.395.047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.395.047
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	257.752.969	73.571.679	25.686.651	6.803.939	7.143.144	6.367.912	2.419.405	7.811.862	3.162.199	259.568.517	650.288.277
-Clientes Masivos	116.163.607	56.976.736	19.972.918	4.801.938	5.568.695	5.865.662	1.812.061	7.121.529	2.250.787	224.276.812	444.810.745
-Grandes Clientes	93.126.921	11.031.598	3.980.710	1.152.224	1.453.185	490.552	554.707	690.333	911.412	35.291.705	148.683.347
-Clientes Institucionales	48.462.441	5.563.345	1.733.023	849.777	121.264	11.698	52.637	-	-	-	56.794.185
Cartera repactada	20.756.846	4.163.691	7.091.516	1.343.007	1.260.655	1.216.584	2.116.440	1.083.419	977.406	35.194.127	75.203.691
-Clientes Masivos	16.403.309	3.111.313	5.410.638	690.352	622.125	532.578	857.606	349.526	267.212	10.304.763	38.549.422
-Grandes Clientes	1.131.708	224.970	341.266	167.209	72.709	139.446	86.961	90.179	108.624	3.024.804	5.387.876
-Clientes Institucionales	3.221.829	827.408	1.339.612	485.446	565.821	544.560	1.171.873	643.714	601.570	21.864.560	31.266.393
Total cartera bruta	534.607.770	79.940.683	35.672.836	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.200	1.064.989.760