
**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 2011**

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

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

Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores
Enersis S.A.

Hemos efectuado una auditoría al estado de situación financiera consolidado de Enersis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2011 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Enersis S.A.. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, con base en la auditoría que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros de ciertas afiliadas y coligadas cuyos estados financieros reflejan activos ascendentes a un 34% del estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 e ingresos que representan un 32% de los ingresos totales consolidados por el año terminado al 31 de diciembre de 2011. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestro informe aquí presentado, en la medida que se relaciona con las cifras correspondientes a esas sociedades, está basada únicamente en tales informes. Los estados financieros consolidados de Enersis S.A. y filiales por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 fueron auditados por otros auditores, quienes emitieron una opinión sin salvedades sobre los mismos, con fecha 26 de enero de 2011.

Nuestra auditoría fue efectuada 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 están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestra auditoría y el informe de los otros auditores constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en el informe de los otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2011 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Rubén López D.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 31 de enero de 2012

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.219.921.268	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	6	939.220	7.817.509
Otros activos no financieros corriente		72.466.312	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	977.602.388	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	35.282.592	20.471.607
Inventarios	9	77.925.544	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	10	141.827.684	137.987.341
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		2.525.965.008	2.264.374.686
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	73.893.290
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	73.893.290
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.525.965.008	2.338.267.976
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	37.355.061	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes		109.501.108	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	7	443.328.450	319.567.960
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	13.193.262	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.467.398.214	1.452.586.405
Plusvalía	14	1.476.404.126	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	15	7.242.731.006	6.751.940.655
Propiedad de inversión	16	38.055.889	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	17	379.938.628	452.634.364
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.207.905.744	10.667.577.131
TOTAL DE ACTIVOS		13.733.870.752	13.005.845.107

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	672.082.338	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.235.064.459	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	157.177.638	148.202.260
Otras provisiones corrientes	22	99.702.654	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	10	235.853.242	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes		60.653.304	35.790.548
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.460.533.635	2.342.647.097
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	64.630.389
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.460.533.635	2.407.277.486
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.271.355.293	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	14.304.607	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	22	202.573.641	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	17	508.438.255	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	277.526.013	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes		102.985.451	33.997.334
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.377.183.260	4.084.539.665
TOTAL PASIVOS		6.837.716.895	6.491.817.151
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.232.968.880	2.103.689.509
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.320.882.757)	(1.351.787.356)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.895.728.606	3.735.544.636
Participaciones no controladoras	24.6	3.000.425.251	2.778.483.320
PATRIMONIO TOTAL		6.896.153.857	6.514.027.956
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.733.870.752	13.005.845.107

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2011 M\$	2010 M\$	2009 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615
Otros ingresos, por naturaleza	25	280.628.255	384.351.289	358.772.038
Total de Ingresos		6.534.880.344	6.563.581.113	6.472.055.653
Materias primas y consumibles utilizados	26	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)
Margen de Contribución		2.996.445.615	3.041.934.859	3.261.462.076
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		50.173.112	44.869.365	33.730.519
Gastos por beneficios a los empleados	27	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)
Gasto por depreciación y amortización	28	(424.900.036)	(449.017.275)	(454.369.959)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(136.157.459)	(108.373.429)	(85.285.525)
Otros gastos por naturaleza	29	(540.698.397)	(450.434.769)	(457.689.197)
Resultado de Explotación		1.566.310.709	1.704.300.738	1.927.445.469
Otras ganancias (pérdidas)	30	(4.814.294)	11.983.434	50.640.278
Ingresos financieros	31	233.612.869	171.236.948	159.670.405
Costos financieros	31	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	8.465.904	1.015.739	2.235.579
Diferencias de cambio	31	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)
Resultado por unidades de reajuste	31	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.333.377.312	1.446.695.376	1.671.065.180
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(460.836.692)	(346.006.968)	(359.737.610)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		375.471.254	486.226.814	660.231.043
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		497.069.366	614.461.594	651.096.527
GANANCIA (PÉRDIDA)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	11,50	14,89	20,22
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	11,50	14,89	20,22
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	11,50	14,89	20,22
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	11,50	14,89	20,22

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2011 M\$	2010 M\$	2009 M\$
Ganancia (Pérdida)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		211.929.739	(138.554.045)	(246.854.956)
Total diferencias de cambio por conversión		211.929.739	(138.554.045)	(246.854.956)
Activos financieros disponibles para la venta				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		(55.959)	(179)	61.031
Total activos financieros disponibles para la venta		(55.959)	(179)	61.031
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(79.722.581)	50.576.145	201.567.024
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(8.309.911)	(19.664.842)	(8.765.356)
Total coberturas del flujo de efectivo		(88.032.492)	30.911.303	192.801.668
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(62.246.623)	(48.495.375)	(15.599.453)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		61.594.665	(156.138.296)	(69.591.710)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		9.513	31	(10.528)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		14.110.400	(5.301.050)	(33.917.966)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		23.078.884	16.515.279	1.369.374
Total de impuestos a las ganancias		37.198.797	11.214.260	(32.559.120)
Total Otro Resultado Integral		98.793.462	(144.924.036)	(102.150.830)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		971.334.082	955.764.372	1.209.176.740
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		368.568.685	396.687.094	655.007.019
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		602.765.397	559.077.278	554.169.721
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		971.334.082	955.764.372	1.209.176.740

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009

(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 01/01/2011	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				(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
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
Saldo Inicial al 01/01/2009	2.824.882.835	158.759.648	283.959.611	(61.975.971)	-	9.565	(1.505.891.534)	(1.283.898.329)	1.391.570.726	3.091.314.880	2.937.816.340	6.029.131.220
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									660.231.043	660.231.043	651.096.527	1.311.327.570
Otro resultado integral			(86.986.401)	88.076.462	(6.346.219)	32.134	-	(5.224.024)		(5.224.024)	(96.926.806)	(102.150.830)
Resultado integral										655.007.019	554.169.721	1.209.176.740
Dividendos									(227.842.344)	(227.842.344)		(227.842.344)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					6.346.219			6.346.219	(6.346.219)	-	(633.461.972)	(633.461.972)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(86.986.401)	88.076.462	-	32.134	-	1.122.195	426.042.480	427.164.675	(79.292.251)	347.872.424
Saldo Final al 31/12/2009	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

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Flujos de Efectivos Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto	Nota	enero - diciembre		
		2011 M\$	2010 M\$	2009 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Ganancia (Pérdida)		872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)				
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	460.836.692	346.006.968	359.737.610
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		(9.318.985)	13.375.040	31.682.662
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(10.784.206)	(164.046.056)	112.512.315
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación (*)		(233.612.869)	(171.236.948)	(159.670.405)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		(179.339.834)	128.804.617	(218.629.211)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación (*)		490.503.566	453.413.957	460.691.298
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	424.900.036	449.017.275	454.369.959
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	136.157.459	108.373.429	85.285.525
Ajustes por provisiones		(83.616.655)	(29.193.303)	16.436.304
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	(20.305.690)	(11.572.474)	8.235.523
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas		(8.465.904)	(1.015.739)	(2.235.579)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		242.957.656	71.286.149	(53.398.066)
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		1.209.911.266	1.193.212.915	1.095.017.935
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(361.092.038)	(349.296.688)	(367.981.146)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(22.913.382)	(1.189.488)	(34.668)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.698.446.466	1.943.415.147	2.038.329.691
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	5.c	12.662.234	-	(290.471.658)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	-	(19.912.162)
Préstamos a entidades relacionadas		(25.500)	-	(8.615.091)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		6.048.912	8.889.879	7.559.368
Compras de propiedades, planta y equipo		(498.142.062)	(473.921.829)	(526.521.933)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		8.965.592	1.424.691	5.292.416
Compras de activos intangibles		(187.864.119)	(227.418.842)	(209.939.738)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo		41.114	-	190.166.892
Compras de otros activos a largo plazo		-	-	(12.641)
Dividendos recibidos		4.025.233	3.278.931	2.675.741
Intereses recibidos		19.611.804	6.807.678	4.346.438
Otras entradas (salidas) de efectivo		10.707.112	(94.841.624)	(21.834.208)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(623.969.680)	(775.781.116)	(867.266.576)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		646.273.100	263.124.754	826.440.011
Total importes procedentes de préstamos		646.273.100	263.124.754	826.440.011
Préstamos de entidades relacionadas		9.128.650	821.636	-
Pagos de préstamos		(629.404.409)	(740.286.720)	(1.283.351.536)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(11.478.851)	(24.129.963)	(3.171.884)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	-	(16.986.597)
Dividendos pagados		(648.107.205)	(556.087.040)	(578.607.484)
Intereses pagados		(248.096.873)	(244.595.847)	(252.736.851)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(9.743.963)	18.132.411	8.350
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(891.429.551)	(1.283.020.769)	(1.308.405.991)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		183.047.235	(115.386.738)	(137.342.876)
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		75.518.996	(58.159.046)	(45.818.128)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		258.566.231	(173.545.784)	(183.161.004)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	1.219.921.268	961.355.037	1.134.900.821

(*) Incluye intereses devengados

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	15
2.4	Entidades filiales y de control conjunto.....	15
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	15
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	16
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	16
2.5	Sociedades Asociadas.....	16
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	16
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.....	23
g.1)	Activos financieros no derivados.....	23
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	24
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	24
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.....	26
i)	Inventarios.....	27
j)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	27
k)	Acciones propias en cartera.....	27
l)	Provisiones.....	27
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	27
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	28
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	28
o)	Impuesto a las ganancias.....	28
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	29
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	29
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.....	31
4.1	Generación:	31
4.2	Distribución:	33
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	35
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	36
7.	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	36
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	38
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	38
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	38
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	38
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	39
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia	39
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	41
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	41
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	42
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	42
9.	INVENTARIOS.	44
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.	44
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.	45
12.	INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES CON CONTROL CONJUNTO.....	46
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	46
12.2	Sociedades con control conjunto	47
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.	48
14.	PLUSVALÍA.....	50
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	51
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	55
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	56
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	57
18.1	Detalle de préstamos que devengan intereses.....	58
18.2	Desglose por monedas y vencimientos de las obligaciones no garantizadas.....	61
18.3	Desglose por monedas y vencimientos de las obligaciones garantizadas.....	61
18.4	Deuda de cobertura.....	65
18.5	Otros aspectos.....	65
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	66
19.1.	Riesgo de tasa de interés.....	66
19.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	67
19.3.	Riesgo de commodities.....	67
19.4.	Riesgo de liquidez.....	67
19.5.	Riesgo de crédito.....	68
19.6.	Medición del riesgo.....	68
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	69
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	69
20.2	Instrumentos derivados.....	70

20.3 Jerarquías del valor razonable.....	72
21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	73
22. PROVISIONES.....	74
22.1 Provisiones.....	74
22.2 Litigios y arbitrajes.....	75
23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	83
23.1 Aspectos generales:.....	83
23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	83
23.3 Otras revelaciones:.....	86
24. PATRIMONIO.....	87
24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	87
24.2 Reservas por Diferencias de conversión.....	88
24.3 Gestión del capital.....	88
24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	88
24.5 Otras Reservas.....	88
24.6 Participaciones no controladoras.....	89
25. INGRESOS.....	91
26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	91
27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	92
28. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	92
29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	92
30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	93
31. RESULTADO FINANCIERO.....	93
32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	94
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	95
33.1 Criterios de segmentación.....	95
33.2 Generación ,distribución y otros.....	96
33.3 Países.....	99
33.4 Generación y distribución por países.....	102
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	108
34.1 Garantías directas.....	108
34.2 Garantías Indirectas.....	108
34.3 Otras informaciones.....	109
35. DOTACIÓN.....	109
36. HECHOS POSTERIORES.....	110
37. MEDIO AMBIENTE.....	111
38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE NUESTRAS FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO.....	112
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:.....	114
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:.....	118
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:.....	119
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:.....	120
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	125

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010.

(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 10.884 trabajadores al 31 de diciembre de 2011. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2011 fue de 11.039 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 2010 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de enero de 2011 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2011, 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 2011 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 31 de enero de 2012.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2009 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 2011:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 32: Clasificación de las emisiones de derechos.</p> <p><i>Requiere que los derechos, opciones o certificados de opción de compra de un determinado número de instrumentos de patrimonio propio de la entidad, por un monto fijo en cualquier moneda, constituirán instrumentos de patrimonio si la entidad ofrece dichos derechos a todos los accionistas de manera proporcional.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010.</p>
<p>CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio</p> <p><i>Establece que los instrumentos de patrimonio emitidos por una entidad a favor de un acreedor para cancelar un pasivo financiero, íntegra o parcialmente, constituyen una "contraprestación pagada". Estos instrumentos de patrimonio serán registrados a su valor razonable en su reconocimiento inicial, salvo que no sea posible determinar este valor con fiabilidad, en cuyo caso se valorarán de forma que reflejen la mejor estimación posible de su valor razonable.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010.</p>
<p>NIC 24 Revisada: Revelaciones de partes relacionadas</p> <p><i>Clarifica la definición de partes relacionadas y actualiza los requisitos de divulgación. Se incluye una exención para ciertas revelaciones de transacciones entre entidades que están controladas, controladas en forma conjunta o influidas significativamente por el Estado.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a CINIIF 14: Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación</p> <p><i>Se elimina cierta consecuencia no deseada, derivada del tratamiento de los pagos anticipados de las aportaciones futuras, en algunas circunstancias en que existe la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación por prestaciones definidas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.</p>
<p>Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010).</p> <p><i>Afecta a las normas: NIIF 1, NIIF 3, NIIF 7, NIC 1, NIC 27, NIC 34 y CINIIF 13.</i></p>	<p>Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.</p>

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para el Grupo. El resto de criterios contables aplicados en 2011 no han variado respecto a los utilizados en 2010.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012 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 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>
<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>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades</p> <p><i>Requiere ciertas revelaciones que permitan evaluar la naturaleza de las participaciones en otras entidades y los riesgos asociados con éstas, así como también los efectos de esas participaciones en la situación financiera, rendimiento financiero y flujos de efectivo de la entidad.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 13: Medición del valor razonable</p> <p><i>Establece en una única norma un marco para la medición del valor razonable de activos y pasivos, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición. Además requiere información a revelar por las entidades, sobre las mediciones del valor razonable de sus activos y pasivos.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 27: Estados financieros separados</p> <p><i>Por efecto de la emisión de la NIIF 10, fue eliminado de la NIC 27 todo lo relacionado con estados financieros consolidados, restringiendo su alcance sólo a estados financieros separados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 28: Inversiones en asociadas y negocios conjuntos</p> <p><i>Modificada por efecto de la emisión de NIIF 10 y NIIF 11, con el propósito de uniformar las definiciones y otras clarificaciones contenidas en estas nuevas NIIF.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar</p> <p><i>Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Modifica el reconocimiento y revelación de los cambios en la obligación por beneficios de prestación definida y en los activos afectos del plan, eliminando el método del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>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>

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 10, NIIF 11, NIIF 12 y NIIF 13 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de Normas, Interpretaciones y Enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

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

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

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos y plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (ver Nota 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 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 ha supuesto 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.

Durante el ejercicio 2010 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis.

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, 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 7,89% y un 15,5%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 35.945.738, M\$ 15.137.380 y M\$ 9.137.217 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 32.042.815, M\$ 26.741.111 y M\$ 16.723.291 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, 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	76 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	12 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	76 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	76 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	16 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	20 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	20 años	9 años
Compañía de Interconexión Energética S.A (CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	11 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 2011, 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 2011 y 2010 no se activaron gastos financieros (M\$ 1.992.733 durante el ejercicio 2009).

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 18.130.297, M\$ 18.128.254 y M\$ 17.007.228, respectivamente.

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	15 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	16 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	5 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por nuestras filiales son incondicionales, se ha reconocido una cuenta por cobrar a costo amortizado (ver Nota 3.g.1 y Nota 7).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

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

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos ascendió a M\$ 843.403 y M\$ 18.404 al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente. Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 no se registraron gastos por este concepto.

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, comprendidas en un rango entre un 3,2% y 7,9%, 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.

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 2011 y 2010 fueron las siguientes:

País	Moneda	2011		2010	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,0%	10,1%	7,5%	8,8%
Argentina	Peso argentino	15,0%	17,1%	15,0%	16,9%
Brasil	Real brasileño	9,5%	11,6%	9,6%	10,8%
Perú	Nuevo sol peruano	7,3%	9,3%	7,9%	8,1%
Colombia	Peso colombiano	8,9%	10,9%	9,6%	9,8%

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, 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 (Nota 11), en cuatro categorías:

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

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

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

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En periodos 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 traspaasa 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 a 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: "Acciones propias en cartera". Al 31 de diciembre de 2011 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado en el ejercicio 2011 ni durante los ejercicios 2010 y 2009 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 (pérdida) 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.

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 2011, 2010 y 2009, 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.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan 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%.

Resto de Latinoamérica.

En los otros países de Latinoamérica en que Endesa Chile opera existen distintas regulaciones. En general, las legislaciones de Brasil, Argentina, 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.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (Generación, Distribución, Comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de Transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes.

En 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. El 25 de noviembre del año 2010 se firmó un acuerdo entre la Secretaría de Energía y los agentes del mercado de generación eléctrica mediante el cual, entre otros aspectos, se busca incrementar el desarrollo de nuevos proyectos de generación, destinando para su financiamiento parte de la deuda que el Estado mantiene actualmente con estas empresas eléctricas.

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, 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, inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidores se obtenía de un cálculo centralizado del precio spot promedio previsto para los próximos seis meses. Sin embargo, luego de la crisis del año 2002, la autoridad ha fijado de manera arbitraria ese precio, obligando la intervención del sistema marginalista y provocando un descalce entre los costos reales de generación y el pago que realiza de la demanda a través de las distribuidoras. Adicionalmente, la energía que pueden vender los generadores está limitada a la demanda que cada generador tenía vendida a través de contratos en el período mayo-junio 2005.

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.

Salvo en Colombia, en todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable. En términos prácticos, no existen incentivos u obligaciones como las definidas en Chile que hagan competitiva a mayor escala estas tecnologías. Es la autoridad la que debe promover procesos licitatorios específicos con condiciones especiales para viabilizar estos proyectos.

4.2 Distribución:

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.

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 próximo 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.

La última revisión tarifaria periódica para Ampla abarca el período 2009-2014; y para Coelce abarca el período 2007-2011. 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. Por otra parte, los últimos reajustes anuales fueron realizados por ANEEL para Coelce en abril de 2010 y para Ampla en marzo de 2011. La revisión tarifaria periódica de Coelce para el período 2011-2015 y el reajuste anual están en proceso, con base en la nueva metodología tarifaria para el tercer ciclo, y estarán efectivas en abril de 2012.

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 y 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 para el período 2009-2013. 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. El proceso de revisión del cargo de comercialización se realizará durante 2012.

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 han efectuado 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; se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral-RTI contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión. 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.

- 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
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.

- 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 no pueden estar integradas verticalmente. 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 y Chile no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, para el sector de generación y comercialización, las empresas no pueden tener participaciones superiores al 25% del mercado. Finalmente en el caso de Brasil, desde 2007 no hay restricciones a

la integración de la generación. En distribución existen límites de concentración, tanto a nivel nacional como por subsistema eléctrico. A nivel nacional se permite una concentración del 20% en ambos segmentos y a nivel de subsistema eléctrico, el límite es el 35% en los subsistemas Norte y Nordeste y 25% en los subsistemas Sur, Sudeste y Centro-Oeste.

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 ingresó al Panel de Expertos sus discrepancias el 3 de junio de 2011 y expuso sus fundamentos en una audiencia pública el 16 de junio. El Panel de Expertos emitió su dictamen el 8 de agosto. La CNE incorporó dicho dictamen y elaboró un nuevo informe técnico definitivo el 26 de octubre, en base al cual se espera que el Ministerio de Energía publique durante el primer trimestre de 2012 el Decreto de tarifas de subtransmisión. Este Decreto tendrá efecto retroactivo a enero de 2011.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Efectivo en caja	1.287.851	279.960	2.033.228
Saldos en bancos	269.065.858	186.975.512	280.296.850
Depósitos a corto plazo	398.152.529	518.742.837	631.827.134
Otros instrumentos de renta fija	551.415.030	255.356.728	220.743.609
Total	1.219.921.268	961.355.037	1.134.900.821

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	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
\$ Chilenos	535.594.942	322.190.328	171.799.777
\$ Arg	27.058.157	45.357.753	28.624.735
\$ Col	268.199.899	150.964.209	395.598.094
Real	278.155.164	309.896.646	370.793.677
Soles	38.902.348	39.467.666	21.485.345
US\$	72.010.758	93.478.435	146.599.193
Total	1.219.921.268	961.355.037	1.134.900.821

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

Desapropiaciones de subsidiarias	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	31.486.668	-	(23.744.357)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	(18.824.434)	-	3.832.195
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	(21.311.336)	-	12.828.632
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	(8.649.102)	-	(7.083.530)

(*) ver nota 2.4.1

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.805.803	2.422.288
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	86.852	88.909
Beneficios post-empleo (Superávit) (*)	-	-	-	3.352.698
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	7.735.440	20.793.960	29.461.230
Instrumentos derivados de cobertura (**)	748.078	64.518	12.178.355	27.212.944
Instrumentos derivados de no cobertura (***)	47.504	17.551	-	91.262
Otros activos	143.638	-	1.490.091	339.391
Total	939.220	7.817.509	37.355.061	62.968.722

(*) ver nota 23.2

(**) ver nota 20.2.a

(***) ver nota 20.2.b

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.166.221.729	444.327.960	1.216.533.291	335.892.068
Deudores comerciales, bruto	1.064.550.354	182.387.693	1.124.250.876	206.462.719
Otras cuentas por cobrar, bruto	101.671.375	261.940.267	92.282.415	129.429.349

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	977.602.388	443.328.450	1.038.098.240	319.567.960
Deudores comerciales, neto (1)	882.853.961	181.435.318	953.663.462	190.617.091
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	94.748.427	261.893.132	84.434.778	128.950.869

(1) Al 31 de diciembre de 2010 incluía cuentas por cobrar por M\$ 40.398.048 que nuestra filial Cachoeira Dourada S.A. mantenía pendiente de cobro a la Compañía de Electricidade de Goiás (CELG), que es una empresa estatal del estado de Goiás, desde de años anteriores. CELG finalmente ha obtenido el financiamiento necesario para hacer frente a sus obligaciones y durante el mes de diciembre de 2011 pagó los montos adeudados.

(2) Incluye una cuenta por cobrar no corriente por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios" por un monto de M\$ 212.947.609 al 31 de diciembre de 2011 y M\$ 122.301.426 al 31 de diciembre de 2010.

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses, salvo por las cuentas a cobrar que se generaron en la aplicación de la CINIIF 12.

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

No existe ningún cliente que individualmente mantenga saldos significativos en relación con las ventas o cuentas a cobrar totales del Grupo.

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 2011 y 2010, 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	
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	81.387.613	124.589.681
Con antigüedad entre tres y seis meses	38.450.793	33.311.703
Con antigüedad entre seis y doce meses	30.144.689	29.193.251
Con antigüedad mayor a doce meses	114.487.265	147.592.648
Total	264.470.360	334.687.283

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 2010	165.332.661
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	95.391.111
Montos castigados	(60.563.032)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(5.401.581)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	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

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

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.

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	
							31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	208.118	144.144	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	30.857	57.725	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.166	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	27.787	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.230	4.230	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	47.229	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	107	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7	-	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	311.013	134.482	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	578	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	630.091	312.951	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	23.839.664	18.413.497	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	16.724	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.926.072	458.094	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	591.541	533.218	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	379.862	312.084	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	317.563	-	-	-
Total							35.282.592	20.471.607	-	-

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	
							31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	995.885	858.345	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	130.841	127.669	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	69.240.261	89.382.016	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	1.207.252	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	27.306.717	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Mas de un año	-	2.428.068	-	1.084.290
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	182.599	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	60.659	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	152.402	139.826	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	538.373	217.889	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	19.615.744	15.953.845	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Servicios prestados	Menos de 90 días	21.546.571	15.658.298	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	3.081	3.006	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	68.039	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.517.317	23.427.988	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.586.847	5.310	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	846	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	124.977	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.613.683	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	13.589	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	44.705	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.782	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	222.468	-	-	-
Total							157.177.638	148.202.260	-	1.084.290

- (1) Corresponde a financiamiento otorgado a Compañía Interconexa 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	31-12-2011 Totales M\$	31-12-2010 Totales M\$	31-12-2009 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	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	(13.352.506)	(14.267.877)	(9.528.999)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	210.546	191.034	243.809
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	97.878	3.512	968.848
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	48.844	39.585	35.352
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	118.904	(178.114)	1.533.007
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	480.584
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.165)	(7.380)	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras ventas	75.041	127.091	-
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	598.940	395.480	113.001
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(161.567.799)	(157.412.913)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	39.006	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	6.824.604	418.290	398.267
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Préstamos	-	-	(247.192)
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	86.563	37.651
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	75.693	91.412	78.345
78.488.290-K	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	33.703	62.602	17.243
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(945.433)	(759.389)	(759.968)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.277.414)	(1.919.788)	-
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	43.114	48.042	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.813.927)	(3.554.055)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	131.038	8.876	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz Ultima	Otras prestaciones de servicios	-	-	688.898
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Ultima	Otras ventas	-	175.358	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Otras prestaciones de servicios	1.389.272	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.914.936)	(2.814.618)	(1.239.471)
Extranjera	Carbox S.A.	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(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	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	19.216	-	-
Extranjera	PH Chuacas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	419.356	-	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Préstamos	-	-	49.992
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	3.028
Total					(213.186.865)	(178.938.482)	(7.127.605)

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 2011, el saldo pendiente por pagar a la Sociedad Gestión Social S.A. es de M\$ 4.119. Al cierre del ejercicio 2010, existía un saldo por pagar por un monto de M\$ 17.097.

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 2011.

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 2011.

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

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	-	-	-
Extranjero	Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - diciembre 2011	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2011	39.256	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.018	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (2)	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 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 2010	55.023	-	759	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2010	27.511	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (2)	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 (3)	Director	enero - abril 2010	8.373	-	2.284	1.520
TOTAL				182.676	-	25.748	3.040

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2009				
			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 2009	55.012	-	8.388	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2009	35.855	-	-	-
48.077.275-K	Pedro Larrea Paguaga	Director	enero - julio 2009	16.856	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2009	28.280	-	9.163	3.824
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2009	28.279	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - diciembre 2009	28.280	-	9.163	3.824
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuriz Ossa	Director	enero - octubre 2009	23.698	-	-	3.061
TOTAL				216.260	-	26.714	10.709

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

(2) Director desde el 27 de abril de 2010.

(3) Director hasta el 27 de abril de 2010.

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 (1)	Subgerente General	
9.574.296-3	Alfredo Ergas Segal	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	
23.363.734-3	Urrea Gómez Alba Marina (2)	Gerente de Auditoría	
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy (3)	Gerente Regional de Servicios Generales	
11.470.853-4	Juan Pablo Larrain Medina	Gerente de Comunicación	
23.014.537-7	Carlos Niño Forero (4)	Gerente de Recursos Humanos	
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller (2)	Gerente Regional de Aprovisionamiento	
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal	

(1) Desde el 1 de octubre de 2010

(2) Desde el 1 de abril de 2010

(3) Hasta noviembre de 2010 como Gerente de Recursos Humanos y desde el 1 de diciembre de 2010 como Gerente Regional de Servicios Generales

(4) Desde el 1 de diciembre de 2010

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 3.458.934 por el ejercicio terminado a 31 de diciembre de 2011 (M\$ 2.695.060 al 31 de diciembre de 2010). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto (bono anual) y a largo plazo (principalmente indemnización por años de servicio).

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 es 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 son 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.

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 (M\$ 1.094). 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 2011 y 2010 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Mercaderías	2.575.623	691.241
Suministros para la producción	52.637.681	36.711.384
Otros inventarios (*)	22.712.240	25.249.079
Total	77.925.544	62.651.704
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	22.712.240	25.249.079
Inventarios para proyectos y repuestos	9.817.787	7.332.861
Materiales eléctricos	12.894.453	17.916.218

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2011 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 742.639.363 (M\$ 672.038.103 y M\$ 580.237.613 al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente). Ver nota 26.

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 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 2011 y 2010 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pagos provisionales mensuales	84.429.230	72.580.350
IVA crédito fiscal	39.192.265	29.618.364
Crédito por utilidades absorbidas	8.067.408	14.672.543
Créditos por gastos de capacitación	7.040	242.796
Otros	10.131.741	20.873.288
Total	141.827.684	137.987.341

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto a la renta	104.420.761	72.454.199
IVA débito fiscal	45.054.989	36.856.368
Impuesto de timbres y estampillas	136	733
Provisión para impuestos	6.096.210	1.583.669
Otros	80.281.146	36.771.686
Total	235.853.242	147.666.655

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.

A continuación se presentan los principales rubros de activos y pasivos mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2010:

ACTIVOS	Dic. 2010 M\$	PASIVOS	Dic. 2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	47.201.981	PASIVOS CORRIENTES	56.007.440
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.495.181	Otros pasivos financieros corrientes	6.210.788
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.250.133	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	28.912.663
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	22.976.361	Otras provisiones a corto plazo	11.739.296
Inventarios	7.439.747	Otros pasivos no financieros corrientes	9.144.693
Activos por impuestos corrientes	6.040.559		
ACTIVOS NO CORRIENTES	26.691.309	PASIVOS NO CORRIENTES	8.622.949
Otros activos financieros no corrientes	53.909	Otros pasivos financieros no corrientes	837.446
Otros activos no financieros no corrientes	547.349	Pasivo por impuestos diferidos	4.171.839
Derechos por cobrar no corrientes	2.367.103	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.582.969
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.461.938	Otros pasivos no financieros no corrientes	1.030.695
Propiedades, planta y equipo	19.130.668		
Activos por impuestos diferidos	3.130.342	TOTAL PASIVOS	64.630.389
TOTAL ACTIVOS	73.893.290		

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 2011 y 2010:

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 Cemsa 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

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2010 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2010 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2010
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	3.775	1.867	(1.635)	(180)	-	3.827	-	3.827
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	7.818.937	3.352.867	(3.186.199)	104.080	-	8.089.685	-	8.089.685
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	10.127.465	(2.542.879)	-	(569.597)	(4.131.356)	2.883.633	-	2.883.633
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.297.780	202.973	-	(406.675)	-	3.094.078	-	3.094.078
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	33.226	911	-	(3.986)	-	30.151	-	30.151
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278	-	278
TOTALES					21.281.461	1.015.739	(3.187.834)	(876.358)	(4.131.356)	14.101.652	-	14.101.652

(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 2011 y 31 de diciembre de 2010 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 2011 y 31 de diciembre de 2010 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 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

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2010							
	% 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%	42.063.375	710.433	35.898.080	-	3.631.967	(3.180.916)	451.051
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	19.034.552	-	-	8.053.180	(164.082)	7.889.098
GNL Quintero S.A.	20,00%	43.182.432	548.261.034	15.642.419	561.382.881	46.342.847	(59.057.243)	(12.714.396)
Electrogas S.A.	0,02125%	6.145.145	36.271.189	8.307.494	16.098.755	15.575.506	(6.788.817)	8.786.689

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 2011 y 31 de diciembre de 2010 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 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

	31 de diciembre de 2010							
	% 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%	7.609.649	99.469.947	7.655.622	642.418	-	(7.186.862)	(7.186.862)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.226.372	9.502.126	1.730.150	943.702	2.122.132	(1.196.978)	925.154
Gas Atacama S.A.	50,00%	111.484.190	291.968.048	138.310.532	43.440.220	334.321.296	(294.331.806)	39.989.490
Sistemas Sec S.A. (*)	49,00%	4.948.616	6.402.040	4.057.366	3.793.979	5.420.246	(5.074.838)	345.408
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	22.106.093	95.012.672	25.746.539	29.366.858	71.377.710	(63.501.842)	7.875.868

(*) Sociedad perteneciente a grupo CAM. Ver nota 2.4.1 y nota 11

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos Intangibles netos	1.467.398.214	1.452.586.405
Servidumbre y Derechos de Agua	26.462.064	24.444.264
Concesiones Neto	1.376.286.402	1.352.756.775
Costos de Desarrollo	10.282.488	10.262.982
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.363.933	2.023.121
Programas Informáticos	48.745.282	58.255.724
Otros Activos Intangibles Identificables	3.258.045	4.843.539

Activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos Intangibles bruto	2.361.625.560	2.257.171.663
Servidumbre y Derechos de Agua	33.067.875	31.480.016
Concesiones	2.152.351.766	2.038.188.016
Costos de Desarrollo	17.698.378	18.875.653
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	9.237.477	9.025.123
Programas Informáticos	139.315.361	148.061.864
Otros Activos Intangibles Identificables	9.954.703	11.540.991

Activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(894.227.346)	(804.585.258)
Servidumbre y Derechos de Agua	(6.605.811)	(7.035.752)
Concesiones	(776.065.364)	(685.431.241)
Costos de Desarrollo	(7.415.890)	(8.612.671)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(6.873.544)	(7.002.002)
Programas Informáticos	(90.570.079)	(89.806.140)
Otros Activos Intangibles Identificables	(6.696.658)	(6.697.452)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2011 y 2010 han sido los siguientes:

Año 2011

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 01/01/2011	10.262.982	24.444.264	1.352.756.775	2.023.121	58.255.724	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)	(1.537.268)	1.582.215	(35.596.402)	903.918	(12.952.259)	(1.306.602)	(48.906.398)
Total movimientos en activos intangibles identificables	19.506	2.017.800	23.529.627	340.812	(9.510.442)	(1.585.494)	14.811.809
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2011	10.282.488	26.462.064	1.376.286.402	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214

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

Año 2010

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 01/01/2010	12.330	24.077.874	1.357.976.679	6.844.249	52.003.080	5.208.033	1.446.122.245
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	854.638	1.257.221	250.062.078	-	19.185.187	3.201.990	274.561.114
transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta	-	-	-	-	(2.176.053)	(216.865)	(2.392.918)
Retiros	-	-	(13.311.084)	-	(121.912)	-	(13.432.996)
Amortización	(1.322)	(370.817)	(94.009.562)	-	(12.177.319)	(4.417.989)	(110.977.009)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(243.935)	(320.358)	(66.056.947)	(1.932)	(589.717)	254	(67.212.635)
Otros incrementos (disminuciones)	9.641.271	(199.656)	(81.904.389)	(4.819.196)	2.132.458	1.068.116	(74.081.396)
Total movimientos en activos intangibles identificables	10.250.652	366.390	(5.219.904)	(4.821.128)	6.252.644	(364.494)	6.464.160
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2010	10.262.982	24.444.264	1.352.756.775	2.023.121	58.255.724	4.843.539	1.452.586.405

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 2011 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, 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 2011 y 2010:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2010 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2010 M\$	Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de Resultados	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2011 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	9.874.383	(1.161.106)	8.713.277	(8.931.451)	218.174	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	247.628.585	(7.897.598)	239.730.987	-	(3.207.683)	236.523.304
Investluz S.A.	125.801.783	(4.012.172)	121.789.611	-	(1.629.587)	120.160.024
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	10.748.633	(212.190)	10.536.443	-	1.053.186	11.589.629
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	3.139.337	-	3.139.337	-	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A. (**)	6.023.583	(708.301)	5.315.282	(5.448.372)	133.090	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	14.176.409	(1.666.976)	12.509.433	-	313.227	12.822.660
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	1.516.768	-	1.516.768	-	-	1.516.768
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	7.497.542	(149.075)	7.348.467	-	734.527	8.082.994
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	40.516.247	(2.010.631)	38.505.616	-	6.005.693	44.511.309
Cachoeira Dourada S.A.	91.330.028	(3.426.563)	87.903.465	-	(1.176.179)	86.727.286
Edegel S.A.A	75.920.260	(2.989.192)	72.931.068	-	10.848.527	83.779.595
Emgesa S.A. E.S.P.	4.769.025	(95.607)	4.673.418	-	467.264	5.140.682
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.	12.051	(598)	11.453	-	1.786	13.239
Total	1.501.351.933	(24.330.009)	1.477.021.924	(14.379.823)	13.762.025	1.476.404.126

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 2011 y 2010 (ver nota 3 e).

(*) Ver nota 15.d) viii

(**) Ver nota 34.3

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.242.731.006	6.751.940.655
Construcción en Curso	1.072.203.347	810.013.619
Terrenos	103.166.702	122.864.336
Edificios	103.542.090	103.735.435
Planta y Equipo	5.864.732.615	5.613.164.538
Instalaciones Fijas y Accesorios	71.886.276	74.513.233
Otras Propiedades, Planta y Equipo	27.199.976	27.649.494

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.611.068.947	11.526.132.674
Construcción en Curso	1.072.203.347	810.013.619
Terrenos	103.166.702	122.864.336
Edificios	181.206.892	185.815.964
Planta y Equipo	11.016.684.462	10.166.489.832
Instalaciones Fijas y Accesorios	203.946.217	203.665.511
Otras Propiedades, Planta y Equipo	33.861.327	37.283.412

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.368.337.941)	(4.774.192.019)
Edificios	(77.664.802)	(82.080.529)
Planta y Equipo	(5.151.951.847)	(4.553.325.294)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(132.059.941)	(129.152.278)
Otros	(6.661.351)	(9.633.918)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2011 y 2010:

Movimientos año 2011	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 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

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

Movimientos año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.304.578.506	9.551.749	196.270.395	6.864.071.242
Adiciones	396.969.270	-	-	-	-	-	396.969.270
Desapropiaciones	(56.851)	(386.262)	(43.444)	(1.402.931)	(270)	(75.990)	(1.965.748)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedidos para la Venta	(3.390.701)	(172.020)	(1.442.144)	(8.436.203)	(7.257.038)	(2.136.836)	(22.834.942)
Gasto por depreciación	-	-	(17.163.012)	(312.401.602)	(3.851.776)	(4.623.876)	(338.040.266)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(1.340.235)	-	-	(1.340.235)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(12.614.659)	(3.009.524)	(27.306.886)	(112.553.429)	(633.677)	(5.903.177)	(162.021.352)
Otros incrementos (decrementos)	(281.890.253)	20.892.516	(387.443.232)	744.720.432	76.704.245	(155.881.022)	17.102.686
Total movimientos	99.016.806	17.324.710	(433.398.718)	308.586.032	64.961.484	(168.620.901)	(112.130.587)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	810.013.619	122.864.336	103.735.435	5.613.164.538	74.513.233	27.649.494	6.751.940.655

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 Chile, destaca entre otros proyectos el avance en la construcción de la Central Térmica a carbón Bocamina II, con una potencia de 370 MW.

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 2011 y 31 de diciembre de 2010, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 137.092.811 y M\$ 129.749.447, 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:

	31-12-2011			31-12-2010				
	Bruto	M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto	M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.954.189		2.145.937	13.808.252	12.311.927		2.117.942	10.193.985
Entre un año y cinco años	39.105.238		5.827.660	33.277.578	40.900.311		8.856.066	32.044.245
Más de cinco años	27.619.488		2.457.926	25.161.562	32.304.929		3.209.115	29.095.814
Total	82.678.915		10.431.523	72.247.392	85.517.167		14.183.123	71.334.044

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 2011.

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 2011, 2010 y 2009 incluyen M\$ 17.042.089, M\$ 16.980.825 y M\$ 19.969.187, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	7.690.811	5.655.232	14.046.981
Entre un año y cinco años	21.347.042	19.916.962	22.922.219
Más de cinco años	41.634.563	26.625.179	13.741.992
Total	70.672.416	52.197.373	50.711.192

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2011 y 2010 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 179.872.981 y M\$ 205.979.469, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 328.844.715 y M\$ 305.655.772, 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, esta última en etapa de construcción, 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) 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.

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

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis ha registrado 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), a fin de cubrir la práctica totalidad del riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el grupo Enersis.

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2011 y 2010 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	31.231.839
Adiciones	1.303.676
Desapropiaciones	(2.732.209)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	3.239.877
Saldo al 31 de diciembre de 2010	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 final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2011	38.055.889

(*) Ver nota 28.

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2011, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 36.492.692. Al 31 de diciembre de 2010 el valor de mercado de estos inmuebles era de M\$ 34.099.993.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el ejercicio 2011 y 2010 son M\$ 5.102.508 y M\$ 8.015.891, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los ejercicios 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 2011 y 2010 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	87.992.490	124.814.250	455.205.366	474.063.238
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	6.082.237	8.292.149
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	12.161.705	9.031.226	5.034.474	26.142.262
Impuestos diferidos relativos a provisiones	86.876.561	130.298.290	4.431.328	7.494.432
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	31.195.995	46.746.028	107.097	1.155.119
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	38.807.414	38.073.254	5.074.020	3.674.593
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	37.813.186	39.794.055	880.379	4.324.798
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	22.117.495	36.399.383	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	62.973.782	27.477.878	31.623.354	30.776.987
Total Impuestos Diferidos	379.938.628	452.634.364	508.438.255	555.923.578

- b. Los movimientos de los rubros de "Impuestos diferidos" del estado de situación consolidado en el ejercicio 2011 y 2010 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	454.896.521	573.049.297
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(9.615.881)	(2.995.918)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	13.742.269	2.870.641
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(12.073.361)	(17.943.096)
Otros incrementos (decrementos)	5.684.816	942.654
Saldo al 31 de diciembre de 2010	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

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 2011 y 2010, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 39.313.993 y M\$ 16.551.349, 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 2011 asciende a M\$ 2.204.931.942 (M\$ 1.995.679.814 al 31 de diciembre de 2010).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2007-2011
Argentina	2002-2011
Brasil	2007-2011
Colombia	2009-2011
Perú	2007-2011

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 2011			31 de diciembre de 2010			31 de diciembre de 2009		
	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	(55.959)	9.513	(46.446)	(179)	31	(148)	61.031	(10.528)	50.503
Cobertura de Flujo de Caja	(88.032.492)	14.110.400	(73.922.092)	30.911.303	(5.301.050)	25.610.253	192.801.668	(33.917.966)	158.883.702
Ajustes por conversión	211.929.739	-	211.929.739	(138.554.045)	-	(138.554.045)	(246.854.956)	-	(246.854.956)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	(62.246.623)	23.078.884	(39.167.739)	(48.495.375)	16.515.279	(31.980.096)	(15.599.453)	1.369.374	(14.230.079)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	61.594.665	37.198.797	98.793.462	(156.138.296)	11.214.260	(144.924.036)	(69.591.710)	(32.559.120)	(102.150.830)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan intereses	661.974.731	3.049.197.963	652.979.492	2.763.822.330
Instrumentos derivados de cobertura (*)	6.200.643	212.913.735	10.002.909	240.113.443
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	807.105	-	-	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.207.755	9.243.595	1.967.333	11.020.674
Otros pasivos financieros	892.104	-	648.284	-
	672.082.338	3.271.355.293	665.598.018	3.014.956.447

- Préstamos que devengan intereses.

18.1 El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 31 de diciembre de 2011		Saldo al 31 de diciembre de 2010	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	278.455.859	316.103.001	184.452.979	451.937.608
Obligaciones no garantizadas	242.785.757	2.439.913.903	281.652.334	2.039.070.748
Obligaciones garantizadas	10.660.476	9.635.108	9.522.288	17.703.710
Arrendamiento financiero	13.808.252	58.439.140	10.193.985	61.140.059
Otros préstamos	116.264.387	225.106.811	167.157.906	193.970.205
Total	661.974.731	3.049.197.963	652.979.492	2.763.822.330

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

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 M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	1,97%	Sin Garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	107.025.578	849.449	-	107.875.027
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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2010	
				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\$	2,75%	Sin Garantía	381.532	1.364.781	1.746.313	2.871.499	95.144.820	-	98.016.319
Perú	US\$	2,95%	Sin Garantía	999.046	16.410.407	17.409.453	11.694.152	6.908.207	21.661.326	40.263.685
Perú	Soles	3,96%	Sin Garantía	1.839.538	-	1.839.538	31.245.764	-	-	31.245.764
Argentina	US\$	5,24%	Sin Garantía	5.085.358	17.057.145	22.142.503	4.013.854	-	-	4.013.854
Argentina	\$ Arg	17,27%	Sin Garantía	14.760.009	16.463.487	31.223.496	27.395.848	706.664	-	28.102.512
Colombia	\$ Col	6,91%	Sin Garantía	-	5.041.882	5.041.882	-	74.201.702	-	74.201.702
Brasil	US\$	6,35%	Sin Garantía	-	5.253.378	5.253.378	11.677.838	13.433.724	9.323.740	34.435.302
Brasil	Real	10,17%	Sin Garantía	10.149.162	89.647.254	99.796.416	141.658.470	-	-	141.658.470
Total				33.214.645	151.238.334	184.452.979	230.557.425	190.395.117	30.985.066	451.937.608

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$ 582.919.972 y al 31 de diciembre de 2010 a M\$ 844.554.823.

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones No Garantizadas** al 31 de diciembre de 2011 y 2010 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 31/12/2011 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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010 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	20.226.869	722.956	20.949.825	185.675.099	263.691.199	261.884.873	711.251.171
Chile	CH\$	5,32%	Sin Garantía	1.091.599	9.114.072	10.205.671	14.544.226	15.984.434	396.428.448	426.957.108
Perú	US\$	6,88%	Sin Garantía	870.099	3.801.453	4.671.552	-	7.528.779	27.242.221	34.771.000
Perú	Soles	7,35%	Sin Garantía	19.784.574	49.456	19.834.030	57.933.048	51.988.516	39.215.602	149.137.166
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	-	7.736.090	7.736.090	3.862.274	-	-	3.862.274
Colombia	\$ Col	7,88%	Sin Garantía	1.586.797	131.473.631	133.060.428	89.822.752	37.829.581	414.522.034	542.174.367
Brasil	Real	11,29%	Sin Garantía	7.503.875	77.690.863	85.194.738	128.445.480	42.472.182	-	170.917.662
Total				51.063.813	230.588.521	281.652.334	480.282.879	419.494.691	1.139.293.178	2.039.070.748

18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones Garantizadas** al 31 de diciembre de 2011 y 2010 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 31/12/2011 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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010 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	-	66.252	66.252	9.367.060	-	-	9.367.060
Perú	Soles	6,26%	Con Garantía	4.373.389	5.082.647	9.456.036	4.168.325	4.168.325	-	8.336.650
Total				4.373.389	5.148.899	9.522.288	13.535.385	4.168.325	-	17.703.710

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$ 3.209.731.363 y al 31 de diciembre de 2010 a M\$ 2.753.493.822.

- 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	12-2011						12-2010							
								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-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	1.041.741	-	1.041.741	2.291.023	2.598.536	13.765.541	18.655.100	-	881.720	881.720	3.004.174	2.342.336	12.408.341	17.754.851
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,02%	1.918.477	6.218.565	8.137.042	10.519.276	14.415.305	11.395.943	36.330.524	1.877.853	5.562.774	7.440.627	12.096.296	11.246.668	16.687.463	40.030.427
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	-	-	-	-	-	-	-	249.450	249.450	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,30%	579.527	3.648.359	4.227.886	2.859.893	-	-	2.859.893	448.208	713.588	1.161.796	2.406.791	-	-	2.406.791
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	121.499	280.084	401.583	593.623	-	-	593.623	-	460.392	460.392	947.990	-	-	947.990
Totales Leasing								3.661.244	10.147.008	13.808.252	16.263.815	17.013.841	25.161.484	58.439.140	2.326.061	7.867.924	10.193.985	18.455.251	13.589.004	29.095.804	61.140.059

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	12-2011						12-2010							
								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%	7.749.998	14.969.290	22.719.288	12.851.153	37.735.332	-	50.586.485	17.408.628	8.223.739	25.632.367	-	37.523.997	-	37.523.997
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-	-	-	-	-	12.332.589	-	12.332.589
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	11,50%	679.866	1.133.110	1.812.976	-	-	-	-	1.542.295	1.517.680	3.059.975	1.011.826	-	-	1.011.826
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	4,74%	27	27	27	-	-	-	-	894	894	-	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	96.963.440-6	ESC GROUP	Chile	US\$	7,50%	10.104.537	-	10.104.537	-	-	-	-	17.550.375	-	17.550.375	792.809	-	-	792.809
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	96.963.440-6	ESC GROUP	Chile	US\$	N/A	1.092.804	-	1.092.804	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	3.929.271	-	3.929.271	-	-	-	-	-	-	-	-	12.395.250	-	12.395.250
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	3.958	3.958	-	-	-	-	-	821	821	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	1.235	1.235	-	-	-	-	1.180	1.180	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	7,15%	205.853	613.419	819.272	2.035.832	2.239.892	2.816.907	7.092.631	96.367	410.814	507.181	1.190.260	1.190.260	1.775.735	4.156.255
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,43%	4.941.520	10.526.077	15.467.597	23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480	8.353.041	17.646.086	25.999.127	10.399.296	531.167	-	10.930.463
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	51.906.330	51.906.330	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,68%	1.289.715	3.067.631	4.357.346	6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275	28.592	125.856	154.448	167.212	32.658	1.304.607	1.504.477
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,66%	16.411	113.158	129.569	108.803	-	1.448.799	1.557.602	233.456	3.915.570	4.149.026	3.915.570	-	-	3.915.570
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	5,39%	-	4.532.108	4.532.108	-	-	-	-	1.106.146	3.547.766	4.653.912	7.202.141	4.305.798	9.066.992	20.574.931
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,16%	1.049.301	3.073.192	4.122.493	5.366.340	-	-	5.366.340	967.059	2.757.153	3.724.212	8.054.776	976.090	-	9.030.866
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,03%	5.567.428	16.072.830	21.640.258	27.967.533	-	-	27.967.533	6.439.374	15.673.356	22.112.730	35.333.122	13.847.857	-	49.180.979
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,75%	1.975.303	6.454.541	8.429.844	24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027	1.982.611	5.722.717	7.705.328	17.821.201	12.798.992	-	30.620.193
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,87%	-	3.176.291	3.176.291	4.764.438	-	-	4.764.438	-	-	-	-	-	-	-
Totales Otros								38.602.036	77.662.351	116.264.387	107.046.547	73.724.319	44.335.945	225.106.811	55.707.944	111.449.962	167.157.906	85.888.213	95.934.658	12.147.334	193.970.205

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 2011, M\$ 739.686.386 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 2010 dicho monto ascendía a M\$ 679.999.810.

El movimiento durante los períodos 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:

	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	67.748.527	60.346.205	(61.905.837)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(28.520.464)	15.654.909	126.579.938
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(9.306.696)	(8.252.587)	(4.327.896)
Diferencias de conversión	633.136	-	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	30.554.503	67.748.527	60.346.205

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 238.832.000 y M\$ 242.750.000, respectivamente.

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.

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Por el lado de Enersis, el préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York suscrito en diciembre 2009, y que expira en diciembre de 2012, establece que para desencadenar un cross default debe haber un pago en mora, ya sea de intereses o capital, de Enersis, Chilectra o Endesa Chile. Este préstamo sindicado no tiene desembolsos a esta fecha. 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 uno o más de estos préstamos debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado en el contrato. Adicionalmente, en diciembre 2009, tanto Enersis como Endesa Chile suscribieron préstamos bajo ley chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. En estos préstamos el monto en mora en una deuda también debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Desde su suscripción, estos préstamos nunca han sido desembolsados.

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

Los bonos locales de Enersis 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.

Al 31 de diciembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, ni Enersis ni Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales, se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones contractuales cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

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 62% al 31 de diciembre de 2011.

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:

	31-12-2011 %	31-12-2010 %
Tasa de interés fijo	62%	51%
Tasa de interés variable	38%	49%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos.
- 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 alta volatilidad del precio del petróleo, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas al precio del Brent. Al 31 de diciembre de 2011 no existen instrumentos de cobertura vigentes y las coberturas contratadas en el pasado han sido puntuales y por montos poco significativos. No se descarta que en el futuro se haga uso de este tipo de herramientas.

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 2011, el Grupo presenta una liquidez de M\$ 1.219.921.268 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 238.832.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 961.355.037 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 242.750.000 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 alrededor del 80% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A-.

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 logarítmicos 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	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Tipo de interés	41.560.004	38.847.459
Tipo de cambio	3.602.591	539.575
Correlación	(310.050)	(2.695.024)
Total	44.852.545	36.692.010

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el ejercicio 2011 y 2010 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 2011 y 2010 es el siguiente:

	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 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

	31 de diciembre de 2010					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos derivados	17.551	-	-	-	-	64.518
Otros activos de carácter financiero	-	-	7.735.440	1.058.569.847	-	-
Total Corriente	17.551	-	7.735.440	1.058.569.847	-	64.518
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.511.197	-
Instrumentos derivados	91.262	-	-	-	-	27.212.944
Otros activos de carácter financiero	-	-	29.461.230	319.907.351	-	-
Total No Corriente	91.262	-	29.461.230	319.907.351	2.511.197	27.212.944
Total	108.813	-	37.196.670	1.378.477.198	2.511.197	27.277.462

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

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 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

31 de diciembre de 2010				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	6.509.732	-	646.469.760	-
Instrumentos derivados	-	-	-	10.002.909
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.375.307.875	-
Total Corriente	6.509.732	-	2.021.777.635	10.002.909
Préstamos que devengan interés	15.171.516	12.395.250	2.736.255.564	-
Instrumentos derivados	-	-	-	240.113.443
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	49.341.676	-
Total No Corriente	15.171.516	12.395.250	2.785.597.240	240.113.443
Total	21.681.248	12.395.250	4.807.374.875	250.116.352

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 2011 y 2010, 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 2011				31 de diciembre de 2010			
	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:	-	2.792.448	119.964	7.048.868	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454
Cobertura flujos de caja	-	2.792.448	119.964	7.048.868	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454
Cobertura de tipo de cambio:	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867	-	25.387.885	9.340.943	235.234.989
Cobertura de flujos de caja	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556	-	25.387.885	3.867.323	229.257.717
Cobertura de valor razonable	-	-	3.009.854	4.147.311	-	-	5.473.620	5.977.272
TOTAL	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735	64.518	27.212.944	10.002.909	240.113.443

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos derivados 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 31-12-2011	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2010	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(4.376.384)	(3.715.361)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	(509.567)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(7.157.165)	(11.450.892)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(194.654.396)	(207.163.070)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios 2011 y 2010 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 2011		31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	4.034.969	-	3.788.165	-	-	9.435.859
Partida subyacente	-	4.763.189	-	6.749.098	7.893.882	-
TOTAL	4.034.969	4.763.189	3.788.165	6.749.098	7.893.882	9.435.859

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

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, 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 2011				31 de diciembre de 2010			
	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	-	-	17.551	-	91.262	-

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 2011 y 2010, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 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
Derivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294
TOTAL	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457

Derivados financieros	31 de diciembre 2010							
	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:	(3.650.843)	16.841.269	-	10.670.628	107.488.844	6.314.801	13.385.086	154.700.628
Cobertura de flujos de caja	(3.650.843)	16.841.269	-	10.670.628	107.488.844	6.314.801	13.385.086	154.700.628
Cobertura de tipo de cambio:	(219.188.047)	7.219.945	13.573.114	-	462.159.584	9.023.829	203.222.043	695.198.515
Cobertura de flujos de caja	(207.737.155)	7.219.945	4.680.100	-	462.159.584	-	203.222.043	677.281.672
Cobertura de valor razonable	(11.450.892)	-	8.893.014	-	-	9.023.829	-	17.916.843
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.813	72.537	-	-	-	-	-	72.537
TOTAL	(222.730.077)	24.133.751	13.573.114	10.670.628	569.648.428	15.338.630	216.607.129	849.971.680

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 2011 y 2010:

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 de Cobertura de Flujo de Caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados no designados contablemente de 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 de Cobertura de Flujo de Caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros largo plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2010 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	27.277.462	-	27.277.462	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.813	-	108.813	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	88.909	88.909	-	-
Total	27.475.184	88.909	27.386.275	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	238.665.460	-	238.665.460	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	11.450.892	-	11.450.892	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	6.509.732	-	6.509.732	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	15.171.516	-	15.171.516	-
Otros pasivos financieros largo plazo	12.395.250	-	-	12.395.250
Total	284.192.850	-	271.797.600	12.395.250

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 2009	11.953.000
Pérdida imputada en resultado financiero	442.250
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

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 2011 y 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Acreedores comerciales	393.066.581	305.079.295	-	4.477.313
Otras cuentas por pagar	841.997.878	919.410.703	14.304.607	32.759.399
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.235.064.459	1.224.489.998	14.304.607	37.236.712

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Proveedores por compra de energía	354.964.500	417.786.845	-	5.565.832
Proveedores por compra de combustibles y gas	38.102.081	37.808.210	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	612.692.782	385.380.841	243.790	13.410.089
Dividendos por pagar a terceros	89.492.092	249.404.275	-	-
Multas y reclamaciones	74.994.982	53.729.963	-	-
Pesquisas y desarrollo	17.971.576	33.202.794	3.894.943	1.895.349
Cuentas por pagar instituciones fiscales	17.684.946	32.851.967	7.580.699	11.216.940
Contrato Mitsubishi (LTSA)	-	3.397.620	-	3.288.535
Obligaciones programas sociales	14.987.123	1.122.119	1.327.278	-
Otras cuentas por pagar	14.174.377	9.805.364	1.257.897	1.859.967
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.235.064.459	1.224.489.998	14.304.607	37.236.712

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

22. PROVISIONES.

22.1 Provisiones.

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Provisión por garantía	-	-	-	2.821.692
Provisión de reclamaciones legales	28.429.816	44.903.128	186.849.932	209.740.117
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	13.806.632	10.779.096
Provisión proveedores y servicios	31.001.461	26.183.409	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	31.162.406	31.935.562	65.221	1.201.357
Provisiones de riesgos	-	-	38.388	-
Otras provisiones	9.108.971	12.427.137	1.813.468	980.067
Total	99.702.654	115.449.236	202.573.641	225.522.329

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	por Garantía M\$	por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565
Movimientos en Provisiones					
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	-	38.900	393.141	47.818	479.859
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)	37.632.813	(43.373)	10.012.277	44.818.298
Total Movimientos en Provisiones	(2.821.692)	(39.363.497)	3.027.536	462.383	(38.695.270)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2011	-	215.279.748	13.806.632	73.189.915	302.276.295

	por Garantía M\$	por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	2.875.372	258.404.359	10.234.267	78.797.369	350.311.367
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	30.017.390	-	8.668.661	38.686.051
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	37.506	26.663.407	563.120	5.321.740	32.585.773
Provisión Utilizada	-	(21.169.685)	-	(16.888.613)	(38.058.298)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(32.025.516)	-	(121.367)	(32.146.883)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	-	56.434	53.791	110.225
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(91.186)	(7.644.162)	(74.726)	(3.995.350)	(11.805.424)
Otro Incremento (Decremento)	-	397.452	1	891.301	1.288.754
Total Movimientos en Provisiones	(53.680)	(3.761.114)	544.829	(6.069.837)	(9.339.802)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2010	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565

22.2 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 generador 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 15 de junio de 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 fijarán 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 Eléctricas Fluminense S.A. (“CELFL”). El contrato fue rescindido por CELFL con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a Meridional, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución, el

cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaración (con el objeto de aclarar una 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 este año el proceso se envió al Ministerio Público. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente US\$427 millones.

3.- El 19 de marzo de 2009 el Tribunal Arbitral constituido por la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas de Rio de Janeiro emitió un laudo en virtud de la demanda arbitral interpuesta en 2005 por Enertrade Comercializadora de Energía S.A. (“Enertrade”) contra la filial brasilera de distribución Ampla Energía e Servicios S.A., derivada de diferencias en un contrato de suministro de energía eléctrica. El laudo arbitral condena a Ampla a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 1ero. de enero de 2004 al 28 de agosto de 2006, actualizado y con intereses; ii) pagar los meses de octubre a diciembre de 2003 actualizado y con intereses, más multa de un 2%, disponiendo igualmente la resolución del contrato de suministro existente a partir del 26 agosto de 2006. Ampla presentó un recurso de nulidad contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de “anticipación de tutela”, para que fuera suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente el litigio pendiente de Enertrade contra Aneel (“Mandato de Seguridad”), donde se discute la aprobación administrativa del mismo contrato de compraventa de energía objeto del arbitraje. En mayo de 2009 se otorgó la “anticipación de tutela”, suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. La cuantía se estima en aproximadamente US\$53 millones. Enertrade ha interpuesto diversos recursos para tratar de revocar las medidas cautelares anteriormente indicadas, manteniéndose la suspensión de los efectos del laudo arbitral. Paralelamente Ampla y Enertrade han intentado alcanzar un acuerdo, sin embargo las negociaciones no han fructificado. En mayo de 2011 AMPLA pidió el seguimiento del proceso con juzgamiento del mérito y durante el mes de septiembre de ese año AMPLA presentó un Memorial al Juez, en razón del cambio de Jueces en el proceso. La causa se encuentra en estado de pronunciarse sentencia de primera instancia.

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demandó a la filial brasilera de distribución Ampla la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra en primera instancia y se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor cuyos fundamentos también son las interrupciones de energía. El juez determinó que se realizara una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla. El 4 de marzo de 2011 se pidió por Ampla se declare la nulidad de la pericia, en razón de los equívocos y contradicciones del perito, solicitando la realización de una nueva pericia. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente US\$59,19 millones

5.- 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 Energía). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 62,72 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.

6.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A. y notificada el 15 de junio de 2010, en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissao de Interligacao, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (US\$ 277 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, a 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 acción principal y del fondo de la cautelar.

7.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal fue modificada en el artículo en que se basó nuestra filial brasilera de distribución AMPLA para discutir la inmunidad frente al COFINS, y en virtud del cual AMPLA no pagó tal tributo en cuanto dispone que los cambios legislativos entran a regir 90 días después de su publicación. Basado en él, AMPLA comenzó a pagar COFINS sólo a contar del mes de abril de 2002. Sin embargo, la Receita Federal argumenta que tal norma constitucional, sólo rige para los cambios a normas de rango legal, pero no para la propia Constitución, cuyas modificaciones comenzarían a regir de inmediato. Además, la Receita Federal alega que con motivo del cambio de régimen fiscal efectuado por AMPLA (percibido por devengado), el monto imponible de COFINS habría aumentado durante el primer semestre de 2002. El acta fue notificada en julio de 2003. La decisión de primera instancia administrativa fue desfavorable a AMPLA y ésta presentó recurso en octubre de 2003. En noviembre de 2007 el recurso fue decidido en la segunda instancia administrativa, en parte favorable al Fisco en relación al periodo de vigencia de cambio de la Constitución y, en parte, favorable a AMPLA en relación al cambio del régimen fiscal de percibido a devengado. En abril de 2008, la Hacienda Nacional presentó recurso contra esta decisión a la Cámara Superior de Recursos. En octubre de 2008 AMPLA presentó su respuesta al recurso y también presentó recurso a la Cámara Superior para intentar cambiar la parte de la decisión que no fue favorable a AMPLA. En el mes de mayo de 2009, la Hacienda Pública Federal incorporó un interés sobre la multa aplicada, el cual ha sido calculado por la aplicación del Selic (Sistema Especial de Liquidación y Custodia: índice de corrección

determinado por el gobierno federal basado en la tasa de interés referencial del Banco Central de Brasil), desde el mes siguiente al recibimiento del Acta de Infracción. En consecuencia, como el Acta fue recibida en julio de 2003, el Selic corresponde a los intereses acumulados desde el mes de agosto de 2003, lo que arroja una tasa del 101,21%. En agosto de 2009 se notificó a AMPLA que el Recurso Especial presentado por la empresa no fue aceptado a tramitación. Contra esta resolución AMPLA presentó otro recurso ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Dicho recurso que tenía por finalidad que el Recurso Especial fuera acogido, fue juzgado en contra de Ampla. En mayo de 2010, Ampla fue notificada de esta decisión. En julio de 2010, Ampla recibió intimación de diligencia para presentar los montos que representen los ingresos financieros. El 26 de julio de 2010, Ampla presentó su contestación a la intimación de diligencia. Se encuentra pendiente el fallo del Recurso Especial presentado por la Hacienda Nacional. También está pendiente el fallo del recurso que presentó AMPLA ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a US\$ 92,05 millones.

8.- Con la finalidad de financiar su inversión en Coelce, en 1998 nuestra filial brasilera de distribución AMPLA emitió FRNs (bonos) por US\$350 millones con vencimiento en 2008, los cuales fueron suscritos por Cerj Overseas (filial en el exterior de AMPLA). Los bonos tenían un régimen tributario especial consistente en que no habría aplicación de withholding tax (que es de 15% ó 25%) sobre los pagos de intereses al exterior, siempre que, entre otros requisitos, no exista amortización anticipada antes del plazo promedio de 96 meses. Para adquirir dichos bonos, Cerj Overseas se financió con deuda a 6 meses fuera de Brasil. Al cabo de tal plazo (octubre 1998), por problemas de acceso a otras fuentes de financiamiento, Cerj Overseas se tuvo que refinanciar con la propia AMPLA quien le efectuó préstamos en reales. La Receita Federal argumenta que en el mismo año 1998, la franquicia se habría perdido, dado que los préstamos en reales efectuados por AMPLA a Cerj Overseas equivaldrían a una amortización anticipada de la deuda antes del plazo promedio de amortización de 96 meses. El acta de infracción fue notificada en julio 2005. En agosto de 2005 AMPLA presentó recurso ante la primera instancia administrativa, el cual fue rechazado. En abril de 2006 se presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes (segunda instancia administrativa) el cual fue fallado favorablemente en diciembre de 2007 forma total a AMPLA. En enero de 2010 AMPLA fue notificada de esta decisión favorable del Consejo de Contribuyentes, como asimismo, del Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública. En febrero de 2010 AMPLA presentó sus contra razones (argumentos) contra el Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública, que se encuentra pendiente de resolución. La cuantía asciende a US\$ 417,52 millones.

9.- El año 2002, el Estado de Río de Janeiro (RJ) a través de un decreto, estableció que el ICMS debería ser determinado y pagado los días 10, 20 y 30 del mismo mes del devengo. Por problemas de caja, nuestra filial brasilera de distribución AMPLA continuó pagando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (pago hasta el 5° día del mes siguiente al de su devengo). No obstante un acuerdo informal con el Estado de Río de Janeiro, y de dos leyes de amnistía, en septiembre de 2005 el Estado de RJ levantó acta contra AMPLA para cobrar la multa por los pagos con retraso, acta que fue recurrida por AMPLA el mismo año. En febrero de 2007 AMPLA fue notificada de la decisión administrativa de primera instancia, la cual confirmó el Acta levantada por el Estado de RJ. En marzo de 2007 AMPLA presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes del Estado de RJ (2da instancia administrativa). AMPLA obtuvo "liminar" (medida cautelar) a su favor que le permitió presentar este recurso sin la necesidad de efectuar depósito o constituir garantía por el 30% del valor del acta actualizada. Con fecha 26 de agosto de 2010 AMPLA recibió notificación desfavorable de la segunda instancia. El Consejo de Contribuyentes, de forma que se estima contraria a derecho, decidió que el recurso administrativo de AMPLA estaba resuelto en su contra. Posteriormente con fecha 01 de septiembre de 2010 AMPLA presentó recurso al Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes) para que sea corregida la decisión del Consejo de Contribuyentes. Pendiente fallo de Consejo Pleno. La cuantía asciende a US\$ 99,91 millones.

10.- A fines de 2002, nuestra filial 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). La Unión Federal argumenta que los bienes importados no corresponden a grupos electrógenos. CGTF obtuvo resolución incidental a su favor que permitió des-aduanar los bienes con tasa 0%, previo depósito judicial. En septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo Electrógeno de acuerdo a la pretensión de CGTF, y determinó que el depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. En febrero de 2009 la Receita Federal presentó recurso de apelación ante el Tribunal Regional Federal (TRF). En mayo de 2010 el Tribunal Regional Federal (TRF), 2° instancia judicial del nordeste, dictó fallo a favor de CGTF, confirmando íntegramente la sentencia de primera instancia judicial a favor de CGTF y rechazó la apelación de la Unión Federal. La decisión del tribunal de segunda instancia, que cuadró los equipos de CGTF en el concepto fiscal de grupo electrógeno, quedó firme y definitiva pues la hacienda pública no presentó recurso a los tribunales superiores (por reconocer que el tema de fondo era básicamente de prueba y que así no correspondía presentar recurso). En septiembre de 2009 se resolvió definitivamente en forma favorable a CGTF el incidente que le permitió calificar los bienes con tasa 0% y des-aduanar los equipos, previo depósito judicial. En octubre de 2009 se publicó la decisión de segunda instancia que confirmó el fallo de primera instancia favorable a CGTF. En Noviembre de 2009 la Unión Federal presentó recurso de aclaración (embargos de declaración) en contra de la 2° instancia. En diciembre de 2009 se resolvió a favor de CGTF el recurso de aclaración interpuesto por la Unión. En marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia), En Junio de 2011 se dictó resolución que rechazó el recurso especial presentado por la Hacienda Pública. En Agosto de 2011, la Hacienda Pública fue notificada del rechazo del recurso especial recurrió en contra de dicha decisión. En Septiembre de 2011 CGTF evacuó su traslado respecto del anterior recurso, quedando el mismo pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 44,17 millones.

11. 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. A la presente fecha en este proceso judicial se dictó la resolución que recibió la causa a prueba, existiendo actualmente recursos de reposición pendientes de resolver por el tribunal. 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 cuanto a su tramitación se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa, relacionados con el Proyecto Neltume, respecto de la cual se solicitó su alzamiento, petición que fue denegada, habiéndose apelado de esta resolución cuya denegación fue finalmente confirmada. Acto seguido se solicitó la sustitución de la cautelar por una fianza nominal de la filial Enigesa, para cuyo efecto acreditamos solvencia der esta última, solicitud que fue denegada, dicha resolución fue objeto de recurso de apelación por parte de Endesa el que a la fecha se encuentra pendiente su vista. En cuanto al fondo, se dictó el auto de prueba, las partes interpusieron recurso de reposición en su contra, el que está pendiente de resolverse.

12. Existen cinco procesos judiciales iniciados en los años 2008, 2009 y 2011. en contra de PANGUE 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 Pangué, 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 estos cinco procesos asciende en conjunto a \$17.718.704.000 (US\$ 34,12 millones). En dos de estos juicios se ha dictado sentencia favorable a PANGUE S.A., habiéndose interpuesto por los demandantes recurso de apelación, encontrándose actualmente uno de ellos pendiente su fallo ante la Corte de Apelaciones de Concepción y el otro terminado con fallo favorable de segunda instancia de fecha 26 de mayo de 2011, por rechazo de recurso de casación en el fondo interpuesto por los demandantes ante la Corte Suprema. Los otros dos procesos se encuentran a la espera que sean citadas las partes a oír sentencia y en estado de dictarse sentencia. El último de ellos se encuentra terminado con sentencia firme y ejecutoriada que declara el abandono del procedimiento. Cabe señalar que estos procesos están cubiertos por una compañía de seguros, por lo que PANGUE S.A. no tiene riesgo patrimonial en ellos.

13. Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de ENDESA CHILE, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente terminado el período de prueba y citadas las partes a oír sentencia. 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 mala operación de la Central debe ser acreditado mediante prueba legal por parte de los demandantes. 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\$ 28,13 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

14. 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 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a ENDESA CHILE para la central hidroeléctrica Neltume, y la resolución administrativa 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 dos juicios de Ingeniería y Construcción Madrid S.A se encuentra terminado el período de discusión y en uno de ellos (Rol 7036-2010) se resolvieron las reposiciones al auto de prueba a con fecha 5 de octubre de 2011, iniciándose en consecuencia el período probatorio, el que se encuentra vencido con diligencias pendientes de absolución de posiciones y peritajes; en el otro, (Rol 6705-23010), está dictado el auto de prueba y aún no se notifica. En las causas de Transportes Silva y Silva Ltda se encuentran a la espera de que se dicte el auto de prueba en uno ellos, y en el otro está dictado el auto de prueba sin notificar. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

15. Con fecha 18 de enero de 2011 se constituyó el Tribunal Arbitral del juicio caratulado “Empresa Nacional de Electricidad S.A. con CMPC Celulosa S.A.”, iniciado a requerimiento de ENDESA CHILE para la determinación del monto de los perjuicios que la sentencia arbitral dictada en otro arbitraje entre las partes, de fecha 27 de marzo de 2009, que en fallo de mayoría, reconoció a Endesa Chile por los sobreconsumos del contrato de suministro de energía y potencia celebrado entre las partes con fecha 31 de mayo de 2003. Una vez ejecutoriado el fallo arbitral en el año 2010, ENDESA CHILE con fecha 15 de abril de 2011 inició un nuevo juicio arbitral para determinar el monto de los perjuicios reconocidos en la sentencia arbitral del año 2009. La cuantía del juicio es de \$ 41.864.543.390 (US\$ 80,63 millones). En cuanto al estado procesal del juicio arbitral el día 6 de junio CMPC contestó la demanda. Las partes suspendieron el procedimiento para negociar, sin resultados, y culminó el 30 de septiembre de 2011. Endesa formuló réplica en contra de la contestación, y se dio un plazo de 10 días hábiles a la demandada para responder. Actualmente se encuentra cerrado el periodo de discusión, y pendiente el llamado a conciliación.

16.- 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\$1.544,24 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. Actualmente 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. Pendiente resolver recurso de apelación.

17.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL

presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal, la cual actualmente está pendiente de fallo. La cuantía actual de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$51,31 millones.

18 - 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, la cual se encuentra pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 51,60 millones.

19 - Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732 que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; 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 se encuentra sin notificar.

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.

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales:

Enersis y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo 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).

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 2011 y 31 de diciembre de 2010, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Obligaciones post empleo corriente	-	5.450.382
Obligaciones post empleo no corriente	277.526.013	215.818.975
Total Pasivo	277.526.013	221.269.357
(-) Superávit de los activos afectos al plan (*)	-	(3.352.698)
Total Obligaciones Post Empleo, neto	277.526.013	217.916.659

(*) Corresponde al exceso del valor razonable de los activos afectos al plan sobre el valor actual de la obligación por prestaciones definidas generadas en la Filial Coelce, que se presenta en el rubro Otros Activos Financieros (Ver nota 6).

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	600.384.950	554.990.745
(-) Plan de activos (*)	(366.137.888)	(377.239.859)
Total	234.247.062	177.750.886
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	31.908.269	31.425.234
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	11.370.682	11.527.032
Transferencia a grupos mantenidos para la venta (***)	-	(2.786.493)
Total Obligaciones Post Empleo, neto	277.526.013	217.916.659

(*) 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.

(***) Corresponde a las Obligaciones Post Empleo de CAM y Synapsis (ver Nota 11 y 2.4.1).

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	510.334.175
Costo del servicio corriente	4.455.159
Costo por intereses	52.703.379
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.461.694
(Ganancias) pérdidas actuariales	48.675.226
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(15.843.247)
Contribuciones pagadas	(46.795.641)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	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)
Costos de servicios Pasados	4.385.031
Reducción de la obligación por venta de Cam y Synapsis	(2.885.053)
Otros	1.671.827
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	600.384.950

Al 31 de diciembre de 2011, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 5,99% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,4% a 31 de diciembre de 2010), en un 78,56% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,1% a 31 de diciembre de 2010), en un 14,17% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,1% a 31 de diciembre 2010) y el 1,28% restante con compromisos de prestación definida otorgados por una filial argentina (0,4% a 31 de diciembre de 2010).

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 2010	(362.690.337)
Rendimiento esperado	(41.253.550)
(Ganancia) pérdida actuarial	(2.416.269)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	12.205.535
Aportaciones	(15.530.103)
Contribuciones pagadas	32.444.865
Saldo al 31 de diciembre de 2010	(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 final al 31 de diciembre de 2011	(366.137.888)

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

	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Acciones	5	5
Inmuebles	10.152.936	9.570.510
Total	10.152.941	9.570.515

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

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2011		31-12-2010	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	55.291.894	16%	65.913.747	18%
Activos de renta fija	275.643.406	75%	283.356.040	75%
Inversiones inmobiliarias	20.653.101	6%	23.748.294	6%
Otros	14.549.487	3%	4.221.778	1%
Total	366.137.888	100%	377.239.859	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 2011 fue del 12,09%.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.355.454	4.455.159	5.138.692
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	57.048.714	52.703.379	51.679.594
Rendimiento esperado de activos del plan	(44.345.866)	(41.253.550)	(32.050.585)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	17.058.302	15.904.988	24.767.701
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	62.246.623	48.495.375	15.599.453
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	79.304.925	64.400.363	40.367.154

23.3 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 2011 y 31 de diciembre de 2010:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,50%	10,50%	8,50%	9,52%	5,50%	16,80%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	11,10%	12,90% / 13,41%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	6,59%	4,50%	3,5% - 4,0% - 4,5%	4,51%	0,00%	11,30%
Tablas de mortalidad	RV-2004	RV-2004 / RV-85	AT 2000	AT 2000	RV 08	RV 08	RV 2004	CSO 1980

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2011, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$54.571.512 (M\$48.202.624 al 31 de diciembre de 2010) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$65.049.753 (M\$56.462.882 al 31 de diciembre de 2010) 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 2011 han ascendido a M\$1.998.189 (M\$1.382.818 y M\$ 2.132.317 a diciembre 2010 y 2009, respectivamente).

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 2011 y 31 de diciembre de 2010 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 2011 y 31 de diciembre de 2010.

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.

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.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos seis ejercicios, 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

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 2011, 2010 y 2009 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Distrilec Inversora S.A.	(32.242.851)	(31.997.882)	(25.140.985)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(39.867.010)	(39.533.598)	(30.917.314)
Ampla Energía E Serviços S.A.	125.398.489	131.368.333	145.683.499
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	1.047.218	2.457.495	3.558.280
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	20.185.717	8.383.309	8.666.552
Inversiones Distrilima S.A.	7.760.149	(631.395)	1.913.422
Edelnor	2.567.123	(9.402.243)	(5.533.832)
Investluz S.A.	3.630.372	3.645.236	3.681.834
Endesa Brasil S.A.	20.839.624	32.580.194	55.686.633
Central Costanera S.A.	(6.301.808)	(6.826.288)	(3.209.430)
Gas Atacama S.A.	3.979.726	(2.013.576)	2.261.348
Emgesa S.A. E.S.P.	51.141.069	38.858.582	40.494.477
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(9.846.088)	(10.306.187)	(7.744.971)
Generandes Perú S.A.	28.938.192	766.900	9.417.649
Grupo Synapsis	-	(1.148.937)	(339.801)
Grupo CAM	-	(2.087.946)	(1.259.460)
Otros	(607.254)	(833.107)	(244.691)
TOTAL	176.622.668	113.278.890	196.973.210

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 2011 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$1.037.860.473, M\$142.130.265, M\$437.934.092, M\$49.905.714 y M\$84.428.267, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	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	(188.691.145)	14.682.972	(174.008.173)
Activos financieros disponibles para la venta	41.699	126	41.825
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	-	(1.291.099.898)
TOTAL	(1.282.776.134)	(69.011.222)	(1.351.787.356)

	Saldo al 1 de enero de 2009 M\$	Movimiento 2009 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2009 M\$
Diferencias de cambio por conversión	283.959.611	(86.986.401)	196.973.210
Coberturas de flujo de caja	(276.767.607)	88.076.462	(188.691.145)
Activos financieros disponibles para la venta	9.565	32.134	41.699
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	-	(1.291.099.898)
TOTAL	(1.283.898.329)	1.122.195	(1.282.776.134)

- **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.

A continuación se explican las principales variaciones en las participaciones no controladoras durante los ejercicios 2011, 2010 y 2009:

a) Con fecha 9 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.A. por un monto de US\$ 375 millones. Esta adquisición ha supuesto una disminución de M\$ 127.551.963 de las participaciones no controladoras.

- A su vez, con fecha 15 de octubre de 2009, también en una operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. ("Edelnor") por un monto de US\$ 145,7 millones. Esta adquisición ha supuesto una disminución de M\$ 37.886.392 de las participaciones no controladoras.

- Cabe destacar que los Directorios de Endesa Chile y Enersis autorizaron las operaciones antes descritas previa revisión de valorizaciones externas, proporcionadas por Bancos de Inversión contratados para tal

efecto, así como de la propia valorización interna efectuada por la administración ejecutiva de cada compañía. Estas adquisiciones fueron efectuadas a Generalima S.A.C., sociedad peruana íntegramente filial de Endesa Latinoamérica, matriz directa de Enersis.

b) Por otra parte, 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:

(i) La proporción que le corresponde a las participaciones no controladoras en los dividendos declarados por las sociedades consolidadas, y

(ii) Además, el 2010 incluye la proporción que le corresponde a las participaciones no controladoras en la reducción de capital efectuada por nuestra filial Emgesa S.A. E.S.P.. El monto percibido por las participaciones no controladoras asciende a M\$ 85.231.132.

25. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ventas de energía	5.805.296.274	5.653.724.917	5.579.145.884
Otras ventas	31.746.174	50.570.774	56.489.259
Ventas equipos de medida	2.229.019	2.621.293	2.822.658
Ventas de materiales electrónicos	18.913.641	31.263.834	39.840.661
Ventas de productos y servicios	10.603.514	16.685.647	13.825.940
Otras prestaciones de servicios	417.209.641	474.934.133	477.648.472
Peajes y transmisión	249.719.988	182.638.100	229.183.380
Arriendo equipos de medida	6.540.680	9.646.546	8.327.754
Alumbrado público	27.583.293	31.092.463	30.603.007
Verificaciones y enganches	15.605.137	14.106.659	14.869.456
Servicios de ingeniería	11.896.382	15.871.319	19.960.120
Servicios de consultoría	-	23.442.524	26.976.336
Otras prestaciones	105.864.161	198.136.522	147.728.419
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos por contratos de construcción	179.051.253	252.401.048	200.493.636
Apoyos mutuos	25.188.962	23.287.510	17.809.432
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	8.693.287	10.611.783	24.832.249
Arrendamientos	765.055	699.787	841.083
Ventas de nuevos negocios	12.619.489	11.380.343	9.238.121
Otros Ingresos (1)	54.310.209	85.970.818	105.557.517
Total Otros ingresos por naturaleza	280.628.255	384.351.289	358.772.038

(1) Durante el ejercicio 2011 se ha reconocido un monto de M\$ 7.273.992 (M\$ 22.225.795 en diciembre de 2010) que corresponden a la activación de la póliza de seguro que cubre la interrupción del negocio en la Central Bocamina I que, como consecuencia del terremoto que ocurrió en Chile el 27 de febrero de 2010, afectó a dicha Central. Ver Nota N°15 d) vi).

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Compras de energía	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)
Consumo de combustible	(742.639.363)	(672.038.103)	(580.237.613)
Gastos de transporte	(393.991.121)	(405.983.092)	(316.287.883)
Costos por contratos de construcción	(179.051.253)	(252.401.048)	(200.493.636)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(459.934.694)	(636.509.375)	(593.376.220)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(277.553.004)	(295.339.462)	(296.862.091)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(6.353.643)	(5.837.977)	(7.271.009)
Seguridad social y otras cargas sociales	(92.915.099)	(63.391.743)	(52.252.408)
Otros gastos de personal	(1.730.380)	(10.108.831)	(14.016.937)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones	(322.218.490)	(338.040.266)	(346.587.547)
Amortizaciones	(102.681.546)	(110.977.009)	(107.782.412)
Subtotal	(424.900.036)	(449.017.275)	(454.369.959)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(136.157.459)	(108.373.429)	(85.285.525)
Total	(561.057.495)	(557.390.704)	(539.655.484)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(18.649.480)	(95.391.111)	(22.179.120)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 11)	-	(14.881.960)	(21.915.849)
Plusvalía (ver nota 14)	(14.379.823)	-	-
Inmovilizado (ver nota 15)	(106.449.843)	(1.340.235)	(43.999.600)
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 16)	3.321.687	3.239.877	2.809.044
Total	(136.157.459)	(108.373.429)	(85.285.525)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(95.222.224)	(130.232.972)	(146.952.970)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(180.880.189)	(113.944.110)	(117.604.978)
Reparaciones y conservación	(89.045.849)	(69.199.458)	(53.933.371)
Indemnizaciones y multas	(14.733.175)	(41.316.694)	(20.934.632)
Tributos y tasas	(90.333.630)	(26.456.298)	(33.891.117)
Primas de seguros	(20.745.032)	(19.147.361)	(19.866.916)
Arrendamientos y cánones	(17.042.089)	(16.980.825)	(19.969.187)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(10.316.261)	(16.207.055)	(16.338.026)
Otros aprovisionamientos	(14.716.010)	(11.701.238)	(19.372.298)
Gastos de viajes	(6.428.292)	(4.306.510)	(4.966.691)
Gastos de medioambiente	(1.235.646)	(942.248)	(3.859.011)
Total Otros gastos por naturaleza	(540.698.397)	(450.434.769)	(457.689.197)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	(10.733.882)	272.686	28.113.548
Venta de cartera Codensa Hogar	-	-	12.784.152
Ventas de terrenos	3.766.963	8.381.710	9.253.010
Otros	2.152.625	3.329.038	489.568
Total Otras ganancias (pérdidas)	(4.814.294)	11.983.434	50.640.278

(*) 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 2011, 2010 y 2009, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	124.109.491	68.144.673	79.364.437
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	44.345.866	41.253.550	32.050.585
Otros ingresos financieros	62.735.004	56.962.380	41.884.708
Ingresos por otros activos financieros	2.422.508	4.876.345	6.370.675
Total Ingresos Financieros	233.612.869	171.236.948	159.670.405

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$
Costos Financieros	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)
Préstamos bancarios	(134.214.794)	(127.921.732)	(137.274.372)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(161.347.460)	(150.777.160)	(171.723.898)
Arrendamientos financieros (leasing)	(2.937.215)	(3.056.546)	(3.733.454)
Valoración derivados financieros	(23.723.865)	(19.034.198)	(19.307.617)
Provisiones financieras	(90.830.303)	(73.709.974)	(12.105.233)
Obligación por beneficios post empleo	(57.048.714)	(52.703.379)	(51.679.594)
Gastos financieros activados	35.945.738	15.137.380	11.165.950
Otros costos financieros	(31.254.750)	(26.292.642)	(97.814.409)
Resultado por unidades de reajuste	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329
Diferencias de cambio	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)
Positivas	71.301.059	83.236.540	82.015.125
Negativas	(50.995.369)	(71.664.066)	(90.250.378)
Total Costos Financieros	(470.197.876)	(441.841.483)	(468.926.551)
Total Resultado Financiero	(236.585.007)	(270.604.535)	(309.256.146)

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 2011, 2010 y 2009:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al		
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(458.621.881)	(397.519.578)	(422.830.225)
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.)	42.545.139	51.094.799	39.752.182
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(882.687)	(2.869.081)	12.569.886
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(301.441)	(2.597.705)	(4.276.209)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(417.260.870)	(351.891.565)	(374.784.366)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(43.612.506)	7.335.286	15.046.756
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas	148.137	(1.450.689)	-
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(111.453)	-	-
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(43.575.822)	5.884.597	15.046.756
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(460.836.692)	(346.006.968)	(359.737.610)

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	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(266.675.462)	(245.938.215)	(284.081.079)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(117.057.673)	(159.695.526)	(166.163.264)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	51.007.579	44.357.904	40.858.030
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(106.636.806)	(9.065.332)	(30.896.605)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	148.137	(1.450.689)	-
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(882.687)	(2.869.081)	12.569.886
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(20.739.780)	28.653.971	67.975.422
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(194.161.230)	(100.068.753)	(75.656.531)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(460.836.692)	(346.006.968)	(359.737.610)

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, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

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 al ejercicio 2011 y 2010.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.212.585.323	1.064.310.315	1.007.409.597	1.155.049.652	305.970.088	118.908.009	2.525.965.008	2.338.267.976
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	552.738.084	410.734.005	298.945.821	307.574.515	368.237.363	243.046.517	1.219.921.268	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	914.209	5.535.951	25.011	2.281.558	-	-	939.220	7.817.509
Otros Activos No Financieros, Corriente	31.292.979	7.342.281	38.792.524	27.188.821	2.380.809	1.462.146	72.466.312	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	355.609.508	321.074.432	610.324.178	690.037.361	11.668.702	26.986.447	977.602.388	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	130.673.380	186.356.762	7.215.786	87.128.995	(102.606.574)	(253.014.150)	35.282.592	20.471.607
Inventarios	55.906.768	42.162.603	16.354.914	15.560.743	5.663.862	4.928.358	77.925.544	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	85.450.395	91.104.281	35.751.363	25.277.659	20.625.926	21.605.401	141.827.684	137.987.341
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	73.893.290	-	73.893.290
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.154.273.562	5.808.436.926	4.778.151.088	4.606.429.950	275.481.095	252.710.255	11.207.905.744	10.667.577.131
Otros activos financieros no corrientes	13.598.337	28.295.886	2.826.723	5.211.606	20.930.001	29.461.230	37.355.061	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes	28.731.435	31.459.012	80.741.831	70.535.341	27.842	1.741.942	109.501.108	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	175.400.312	139.301.288	267.256.936	179.381.740	671.202	884.932	443.328.450	319.567.960
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	(1.863.216)	764.220	117.946	324.864	1.745.270	(1.089.084)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	591.668.155	591.361.178	503.610.981	546.884.644	(1.082.085.874)	(1.124.144.170)	13.193.262	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	35.332.818	31.398.642	1.417.846.070	1.405.434.608	14.219.326	15.753.155	1.467.398.214	1.452.586.405
Plusvalía	106.399.041	97.673.241	129.382.377	130.262.504	1.240.622.708	1.249.086.179	1.476.404.126	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	5.068.294.024	4.739.297.094	2.180.696.470	2.017.266.712	(6.259.488)	(4.623.151)	7.242.731.006	6.751.940.655
Propiedad de inversión	-	-	-	-	38.055.889	33.019.154	38.055.889	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	136.712.656	148.886.365	195.671.754	251.127.931	47.554.218	52.620.068	379.938.628	452.634.364
TOTAL ACTIVOS	7.366.858.884	6.872.747.241	5.785.560.685	5.761.479.602	581.451.183	371.618.264	13.733.870.752	13.005.845.107

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.150.249.282	1.143.674.971	1.394.053.750	1.298.274.817	(83.769.398)	(34.672.303)	2.460.533.634	2.407.277.486
Otros pasivos financieros corrientes	365.375.002	315.103.380	292.160.116	284.864.090	14.547.220	65.630.548	672.082.338	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	380.701.745	417.077.978	774.128.579	714.667.656	80.234.135	92.744.364	1.235.064.459	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	234.167.088	288.461.159	126.083.948	141.795.739	(203.073.399)	(282.054.639)	157.177.637	148.202.260
Otras provisiones corrientes	36.030.224	43.331.481	43.227.192	51.478.884	20.445.238	20.638.871	99.702.654	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	122.601.990	69.759.646	110.935.913	75.509.486	2.315.339	2.397.523	235.853.242	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	2.703.107	-	2.690.108	-	57.167	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes	11.373.233	7.238.220	47.518.002	27.268.854	1.762.069	1.283.474	60.653.304	35.790.548
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	64.630.389	-	64.630.389
PASIVOS NO CORRIENTES	2.231.327.095	2.110.719.491	1.572.059.394	1.545.885.669	573.796.771	427.934.505	4.377.183.260	4.084.539.665
Otros pasivos financieros no corrientes	1.755.575.529	1.621.961.525	952.894.143	831.035.287	562.885.621	561.959.635	3.271.355.293	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	243.234	13.548.800	14.060.817	23.380.657	556	307.255	14.304.607	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	81.953	1.163.160	-	147.930.726	(81.953)	(148.009.596)	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	20.833.139	67.038.203	181.636.893	158.484.126	103.609	-	202.573.641	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	341.568.310	349.429.640	162.528.439	200.477.944	4.341.506	6.015.994	508.438.255	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	36.504.909	27.147.186	234.826.662	181.236.136	6.194.442	7.435.653	277.526.013	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes	76.520.021	30.430.977	26.112.440	3.340.793	352.990	225.564	102.985.451	33.997.334
PATRIMONIO NETO	3.985.282.507	3.618.352.778	2.819.447.541	2.917.319.116	91.423.809	(21.643.938)	6.896.153.857	6.514.027.956
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.985.282.507	3.618.352.778	2.819.447.541	2.917.319.116	91.423.809	(21.643.938)	3.895.728.606	3.735.544.636
Capital emitido	1.752.890.037	1.830.431.254	1.010.886.630	1.088.609.246	61.106.168	(94.157.665)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.838.419.172	1.566.278.776	957.047.345	1.318.048.927	(562.497.637)	(780.638.194)	2.232.968.880	2.103.689.509
Primas de emisión	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	393.973.298	221.642.748	851.513.566	510.660.943	434.055.630	694.392.273	(1.320.882.757)	(1.351.787.356)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	3.000.425.251	2.778.483.320
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.366.858.884	6.872.747.241	5.785.560.685	5.761.479.602	581.451.182	371.618.264	13.733.870.752	13.005.845.107

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
INGRESOS	2.700.026.218	2.780.604.080	2.708.357.655	4.447.427.469	4.392.625.917	4.240.401.202	(612.573.343)	(609.648.884)	(476.703.204)	6.534.880.344	6.563.581.113	6.472.055.653
Ventas	2.681.583.403	2.735.336.937	2.692.140.931	4.187.214.704	4.053.333.247	3.892.291.952	(614.546.018)	(609.440.360)	(471.149.268)	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615
Ventas de energía	2.587.301.858	2.599.487.673	2.570.529.382	3.830.011.900	3.754.753.999	3.642.828.755	(612.017.484)	(700.516.755)	(634.212.253)	5.805.296.274	5.653.724.917	5.579.145.884
Otras ventas	10.642.489	15.262.308	6.009.988	8.391.707	9.220.770	12.431.451	12.711.978	26.087.696	38.047.820	31.746.174	50.570.774	56.489.259
Otras prestaciones de servicios	83.639.056	120.586.956	115.601.561	348.811.097	289.358.478	237.031.746	(15.240.512)	64.988.699	125.015.165	417.209.641	474.934.133	477.648.472
Otros ingresos de explotación	18.442.815	45.267.143	16.216.724	260.212.765	339.292.670	348.109.250	1.972.675	(208.524)	(5.553.936)	280.628.255	384.351.289	358.772.038
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.272.985.092)	(1.300.760.188)	(1.058.410.593)	(2.904.965.972)	(2.861.855.754)	(2.687.937.114)	639.516.335	640.969.688	535.754.130	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)
Compras de energía	(272.699.080)	(264.194.654)	(197.058.728)	(2.099.527.411)	(1.988.241.950)	(1.958.392.871)	609.408.193	697.721.968	635.253.374	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)
Consumo de combustible	(742.631.157)	(672.030.596)	(580.234.432)	-	-	-	(8.206)	(7.507)	(3.181)	(742.639.363)	(672.038.103)	(580.237.613)
Gastos de transporte	(210.422.135)	(233.134.592)	(177.886.470)	(228.281.706)	(216.929.666)	(158.940.229)	44.712.720	44.081.166	20.538.816	(393.991.121)	(405.983.092)	(316.287.883)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(47.232.720)	(131.400.346)	(103.230.963)	(577.156.855)	(656.684.138)	(570.604.014)	(14.596.372)	(100.825.939)	(120.034.879)	(638.985.947)	(888.910.423)	(793.869.856)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.427.041.126	1.479.843.892	1.649.947.062	1.542.461.497	1.530.770.163	1.552.464.088	26.942.992	31.320.804	59.050.926	2.996.445.615	3.041.934.859	3.261.462.076
Trabajos para el Inmovilizado	6.404.803	688.024	731.901	39.331.002	34.742.737	32.998.618	4.437.307	9.438.604	-	50.173.112	44.869.365	33.730.519
Gastos de Personal	(84.624.505)	(76.018.545)	(69.577.977)	(252.417.780)	(215.810.871)	(216.622.884)	(41.509.841)	(82.848.597)	(84.201.584)	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(148.540.710)	(109.570.881)	(118.108.486)	(389.777.503)	(366.421.018)	(367.766.183)	(2.380.185)	25.557.129	28.185.472	(540.698.398)	(450.434.770)	(457.689.197)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.200.280.714	1.294.942.490	1.462.992.500	939.597.216	983.281.011	1.001.073.639	(12.509.727)	(16.532.060)	3.034.814	2.127.368.203	2.261.691.441	2.467.100.953
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(205.906.910)	(244.848.894)	(270.584.246)	(347.074.905)	(291.545.800)	(239.656.554)	(8.075.680)	(20.996.010)	(29.414.684)	(561.057.495)	(557.390.704)	(539.655.484)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	994.373.804	1.050.093.596	1.192.408.254	592.522.311	691.735.211	761.417.085	(20.585.407)	(37.528.070)	(26.379.870)	1.566.310.708	1.704.300.737	1.927.445.469
RESULTADO FINANCIERO	(96.533.304)	(139.201.816)	(186.313.678)	(114.211.524)	(94.631.362)	(99.796.594)	(25.840.179)	(36.771.357)	(23.145.874)	(236.585.007)	(270.604.535)	(309.256.146)
Ingresos financieros	88.970.416	27.878.995	40.841.166	127.716.519	132.691.391	117.121.114	16.925.934	10.666.562	1.708.125	233.612.869	171.236.948	159.670.405
Gastos financieros	(187.258.748)	(178.031.427)	(239.569.394)	(242.555.022)	(227.390.652)	(226.454.904)	(35.597.593)	(32.936.172)	(16.448.329)	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)
Resultados por Unidades de Reajuste	(5.369.555)	(2.885.747)	9.009.669	42.067	153.805	458.162	(19.764.715)	(12.323.764)	12.313.498	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329
Diferencias de cambio	7.124.583	13.836.363	3.404.881	584.912	(85.906)	9.079.034	12.596.195	(2.177.983)	(20.719.168)	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)
Positivas	36.535.322	59.331.363	71.795.866	4.951.758	7.255.856	18.584.732	39.385.744	24.744.149	(8.365.473)	80.872.824	91.331.368	82.015.125
Negativas	(29.410.739)	(45.495.000)	(68.390.985)	(4.366.846)	(7.341.762)	(9.505.698)	(26.789.549)	(26.922.132)	(12.353.695)	(60.567.134)	(79.758.894)	(90.250.378)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	8.215.763	811.855	2.233.946	468	911	82.758.254	249.673	202.973	(82.756.621)	8.465.904	1.015.739	2.235.579
Resultado de Otras Inversiones	1.038.160	234.251	(55.494)	70	-	82.850	-	38.435	110.587	1.038.230	272.686	137.943
Resultados en Ventas de Activos	975.577	1.631.416	64.430	(313.790)	1.365.276	24.938.953	(6.514.311)	8.714.057	25.498.952	(5.852.524)	11.710.749	50.502.335
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	908.070.000	913.569.302	1.008.337.458	477.997.535	598.470.036	769.400.548	(52.690.224)	(65.343.962)	(106.672.826)	1.333.377.311	1.446.695.376	1.671.065.180
Impuesto Sobre Sociedades	(255.341.927)	(197.493.560)	(201.746.950)	(200.528.618)	(141.600.737)	(178.201.978)	(4.966.146)	(6.912.671)	20.211.318	(460.836.691)	(346.006.968)	(359.737.610)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	652.728.073	716.075.742	806.590.508	277.468.917	456.869.299	591.198.570	(57.656.370)	(72.256.633)	(86.461.508)	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	652.728.073	716.075.742	806.590.508	277.468.917	456.869.299	591.198.570	(57.656.370)	(72.256.633)	(86.461.508)	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
RESULTADO DEL PERÍODO	652.728.073	716.075.742	806.590.508	277.468.917	456.869.299	591.198.570	(57.656.370)	(72.256.633)	(86.461.508)	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	375.471.254	486.226.814	660.231.043
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	497.069.366	614.461.594	651.096.527

33.3 Países.

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	1.117.076.586	958.252.718	198.804.567	206.682.679	680.639.175	773.987.829	439.170.846	298.436.755	138.640.932	118.519.262	(48.367.098)	(17.611.267)	2.525.965.008	2.338.267.976
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	588.127.702	396.117.160	43.522.761	64.001.651	277.962.207	309.608.364	268.253.856	150.969.852	42.054.742	40.658.010	-	-	1.219.921.268	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	47.504	17.551	143.638	2.271.690	-	5.463.750	699.517	64.518	48.561	-	-	-	939.220	7.817.509
Otros Activos No Financieros, Corriente	8.430.910	2.823.979	2.444.742	3.453.937	43.310.736	24.929.082	13.185.071	1.741.706	5.094.853	3.044.544	-	-	72.466.312	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	338.292.487	424.328.700	108.345.327	105.722.882	318.551.280	399.849.969	137.785.949	134.933.800	73.975.674	55.329.513	651.671	(82.066.624)	977.602.388	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	49.976.938	9.118.913	34.084.870	20.580.614	-	-	30.857	85.521	208.696	124.492	(49.018.769)	(9.437.933)	35.282.592	20.471.607
Inventarios	37.057.881	31.508.007	4.921.951	4.012.205	1.266.810	1.329.912	17.676.019	10.639.048	17.002.883	15.162.532	-	-	77.925.544	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	95.143.164	94.338.408	5.341.278	6.639.700	39.548.142	32.806.752	1.539.577	2.310	255.523	4.200.171	-	-	141.827.684	137.987.341
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.893.290	-	73.893.290
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.893.250.053	7.882.741.067	593.346.110	612.376.604	3.805.276.863	3.724.836.639	2.353.927.049	2.089.588.249	1.246.563.957	1.087.290.030	(4.684.458.288)	(4.729.255.458)	11.207.905.744	10.667.577.131
Otros activos financieros no corrientes	32.942.181	57.422.721	161.140	-	27.818	3.352.698	1.214.684	8.267	3.009.238	2.185.036	-	-	37.355.061	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes	599.528	1.327.410	1.984.737	10.897.471	106.916.843	89.288.250	-	1.111.481	-	-	-	1.111.683	109.501.108	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	4.531.190	9.751.497	151.690.773	123.872.850	273.379.275	177.122.226	13.727.212	8.821.387	-	-	-	-	443.328.450	319.567.960
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.179.892	5.570.592	-	-	44.861.006	36.381.275	-	-	-	-	(51.040.898)	(41.951.867)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.681.940.902	4.728.577.212	4.727.255	4.360.892	1.217.587.204	1.231.117.115	76	49.887.780	49.494.618	(5.940.949.955)	(5.999.448.185)	-	13.193.262	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	40.438.658	43.574.579	3.649.971	3.394.462	1.375.676.408	1.362.506.970	44.330.454	40.486.684	3.302.723	2.623.710	-	-	1.467.398.214	1.452.586.405
Plusvalía	2.312.632	2.311.244	2.357.592	2.453.791	1.19.058.905	120.673.559	13.209.651	7.348.467	10.361.690	10.502.214	1.329.103.656	1.333.732.649	1.476.404.126	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	2.998.303.344	2.907.392.986	424.077.441	435.556.490	479.342.553	502.536.126	2.184.994.520	1.908.861.856	1.178.479.794	1.021.665.793	(22.466.646)	(24.072.596)	7.242.731.006	6.751.940.655
Propiedad de inversión	38.055.889	33.019.154	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.055.889	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	87.945.837	93.793.672	4.697.201	31.840.648	188.426.851	201.858.420	96.450.452	122.950.107	1.522.732	818.659	895.555	1.372.858	379.938.628	452.634.364
TOTAL ACTIVOS	9.010.326.640	8.840.993.785	792.150.677	819.059.282	4.485.916.038	4.498.824.468	2.793.097.895	2.388.025.004	1.385.204.889	1.205.809.292	(4.732.825.387)	(4.746.866.725)	13.733.870.752	13.005.845.107

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	661.869.058	647.462.363	494.783.567	368.365.266	650.237.150	749.685.522	483.448.241	432.517.038	170.828.751	122.875.915	(633.131)	86.571.381	2.460.533.635	2.407.277.486
Otros pasivos financieros corrientes	88.087.416	57.353.811	105.336.295	91.305.044	288.730.920	316.931.058	124.904.402	138.102.310	65.023.305	61.905.795	-	-	672.082.338	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	405.601.668	397.291.875	283.219.858	188.824.968	234.837.848	350.493.006	223.557.756	242.087.064	68.645.529	46.211.217	19.201.800	(418.132)	1.235.064.459	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	48.929.238	95.959.740	45.686.586	21.522.018	34.092.017	22.670.347	51.713.966	(8.763.202)	1.068.536	(5.545.768)	(24.312.705)	22.359.124	157.177.638	148.202.260
Otras provisiones corrientes	54.333.202	61.952.297	25.324.807	31.334.089	6.801.936	9.290.490	10.860	1.498.668	8.754.075	11.373.692	4.477.774	-	99.702.654	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	58.625.870	26.985.525	12.379.051	18.739.444	67.476.356	45.603.630	76.893.506	50.694.810	20.478.459	5.643.246	-	-	235.853.242	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	1.341.781	-	591.831	-	-	-	3.516.770	-	-	-	-	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes	6.291.663	6.577.334	22.836.970	16.047.872	18.298.073	4.696.991	6.367.751	5.380.618	6.858.847	3.087.733	-	-	60.653.304	35.790.548
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64.630.389	-	64.630.389
PASIVOS NO CORRIENTES	1.819.290.887	1.798.546.677	206.938.488	182.056.288	929.216.917	866.894.226	928.038.093	749.238.211	527.947.698	525.104.242	(34.248.823)	(37.299.979)	4.377.183.260	4.084.539.665
Otros pasivos financieros no corrientes	1.538.473.627	1.511.148.690	113.544.053	87.795.042	515.352.311	483.293.292	782.142.214	616.376.069	321.843.088	316.343.354	-	-	3.271.355.293	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.595.790	1.146.930	325.183	13.157.677	33.173.070	-	142.669	-	-	-	-	14.304.607	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	34.248.823	36.634.177	-	1.750.092	-	-	-	-	(34.248.823)	(37.299.979)	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	17.935.877	17.164.654	9.239.778	11.451.261	168.801.883	183.780.246	4.762.542	2.198.153	1.833.561	10.928.015	-	-	202.573.641	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	204.262.599	222.646.728	13.419.881	21.549.260	67.691.941	61.907.742	19.717.371	52.263.418	203.346.463	197.556.430	-	-	508.438.255	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.817.248	33.170.562	7.627.051	1.400.727	149.353.832	102.989.784	84.727.882	78.257.902	-	-	-	-	277.526.013	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.801.536	10.820.253	27.711.972	22.900.638	14.859.273	-	36.688.084	-	924.586	276.443	-	-	102.985.451	33.997.334
PATRIMONIO NETO	6.529.166.695	6.394.984.745	90.428.622	268.637.728	2.906.461.971	2.882.244.720	1.381.611.561	1.206.269.755	686.428.440	558.029.135	(4.697.943.433)	(4.796.138.127)	6.896.153.857	6.514.027.956
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.529.166.695	6.394.984.745	90.428.622	268.637.728	2.906.461.971	2.882.244.720	1.381.611.561	1.206.269.755	686.428.440	558.029.135	(4.697.943.433)	(4.796.138.127)	3.895.728.606	3.735.544.636
Capital emitido	5.517.944.809	5.504.650.136	230.798.614	233.455.382	1.768.841.536	1.016.335.188	150.811.424	147.297.657	197.139.383	198.134.490	(5.040.652.931)	(4.274.990.018)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.728.371.595	2.687.545.567	(99.901.666)	77.431.069	459.494.106	446.813.310	125.770.175	274.298.955	72.384.456	56.504.426	(1.053.149.787)	(1.438.903.818)	2.232.968.880	2.103.689.509
Primas de emisión	158.759.648	158.759.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.875.909.357)	(1.955.970.606)	(40.468.326)	(42.248.723)	678.126.329	1.419.096.222	1.105.029.962	784.673.143	416.904.601	303.390.219	1.395.859.285	917.755.709	(1.320.882.757)	(1.351.787.356)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.000.425.251	2.778.483.320
Total Patrimonio Neto y Pasivos	9.010.326.640	8.840.993.785	792.150.677	819.059.282	4.485.916.038	4.498.824.468	2.793.097.895	2.388.025.004	1.385.204.889	1.205.809.292	(4.732.825.387)	(4.746.866.725)	13.733.870.752	13.005.845.107

País	Chile			Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES																						
INGRESOS	2.124.479.297	2.085.557.501	2.283.457.941	675.647.122	658.417.051	637.839.445	2.165.287.761	2.230.116.193	1.979.200.998	1.113.791.666	1.163.978.952	1.096.256.547	458.047.567	429.229.748	479.144.395	(2.373.089)	(3.718.332)	(3.846.673)	6.534.880.344	6.563.581.113	6.472.055.653	
Ventas	2.097.527.758	2.041.203.346	2.260.373.406	667.299.420	644.085.670	624.398.698	1.970.909.825	1.953.154.510	1.732.004.318	1.080.920.739	1.135.970.285	1.040.262.693	439.967.436	408.534.345	466.091.173	(2.373.089)	(3.718.332)	(3.846.673)	6.254.252.089	6.179.229.824	6.113.283.615	
Ventas de energía	1.961.366.637	1.868.868.808	2.071.597.022	641.615.807	614.505.180	590.796.228	1.787.773.720	1.778.344.279	1.564.414.704	991.306.129	1.019.682.987	948.485.479	423.323.981	372.233.663	403.854.451	-	-	-	5.805.296.274	5.653.724.917	5.579.145.884	
Otras ventas	21.888.297	37.515.316	42.402.319	-	-	(49.008)	6.072.128	3.332.080	4.180.089	3.289.633	6.557.919	6.515.455	565.295	4.375.367	5.012.398	(69.179)	(1.209.908)	(1.571.194)	31.746.174	50.570.774	56.489.259	
Otras prestaciones de servicios	114.272.824	134.819.222	146.374.065	25.683.613	29.580.490	33.652.278	177.063.977	171.388.151	163.411.525	86.324.977	109.729.379	85.261.759	16.168.160	31.925.315	51.224.324	(2.303.910)	(2.508.424)	(2.275.479)	417.209.641	474.934.133	477.648.472	
Otros ingresos de explotación	26.951.539	44.354.155	23.084.535	8.347.702	14.331.381	13.440.747	194.377.936	276.961.683	247.199.680	32.870.947	28.008.667	55.993.854	18.080.131	20.695.403	19.053.222	-	-	-	280.628.255	384.351.289	358.772.038	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.280.894.315)	(1.157.432.602)	(1.131.384.329)	(457.898.841)	(413.059.847)	(365.964.562)	(1.228.453.536)	(1.308.455.877)	(1.074.015.467)	(385.326.627)	(463.847.068)	(428.527.683)	(185.931.510)	(180.533.345)	(213.585.176)	70.100	1.682.485	2.883.640	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	
Compras de energía	(747.064.363)	(542.253.232)	(581.492.020)	(153.569.549)	(148.902.836)	(160.131.967)	(587.111.958)	(543.260.558)	(443.577.232)	(186.337.063)	(246.229.847)	(229.843.920)	(88.735.366)	(74.066.163)	(105.153.086)	-	-	-	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)	
Consumo de combustible	(350.733.784)	(318.644.651)	(345.815.796)	(283.048.981)	(242.853.993)	(35.498.349)	(37.260.897)	8.826.322	8.826.322	(23.946.882)	(27.780.401)	(20.572.023)	(49.411.567)	(45.498.261)	(40.516.143)	-	-	-	(742.639.363)	(672.038.103)	(580.237.613)	
Gastos de transporte	(148.853.453)	(183.181.403)	(107.329.158)	(9.143.307)	(4.876.869)	(6.886.114)	(107.475.644)	(93.660.230)	(82.792.555)	(114.302.814)	(111.637.522)	(105.632.478)	(16.215.303)	(12.628.068)	(13.647.578)	-	-	-	(303.991.121)	(405.993.092)	(316.287.983)	
Otros provisionamientos variables y servicios	(36.242.715)	(113.353.316)	(96.747.395)	(12.136.405)	(16.427.249)	(18.786.478)	(498.367.585)	(634.274.192)	(554.472.002)	(60.740.068)	(78.199.298)	(72.479.262)	(31.569.274)	(48.338.853)	(54.268.369)	70.100	1.682.485	2.883.640	(698.985.947)	(888.910.423)	(793.869.856)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	843.584.982	928.124.899	1.152.073.612	217.748.281	245.357.204	271.874.883	936.834.225	921.660.316	905.188.531	728.465.059	700.131.884	667.728.864	272.116.057	248.696.403	265.559.219	(2.302.989)	(2.035.847)	(963.033)	2.996.445.615	3.041.934.859	3.261.462.076	
Trabajos para el Inmovilizado	11.168.239	11.962.653	2.666.652	12.146.533	8.296.765	8.057.055	18.130.297	18.128.254	17.007.228	6.497.714	4.423.015	3.003.205	2.230.329	2.058.678	2.996.379	-	-	-	50.173.112	44.869.365	33.730.519	
Gastos de Personal	(105.910.635)	(113.164.815)	(110.843.688)	(106.287.826)	(79.533.998)	(79.385.952)	(110.708.252)	(109.354.257)	(108.515.145)	(48.007.413)	(51.541.615)	(47.341.752)	(7.638.200)	(21.083.328)	(24.315.928)	-	-	-	(378.552.126)	(374.678.013)	(370.402.445)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(113.660.233)	(100.976.501)	(106.575.741)	(88.827.726)	(89.055.759)	(77.076.137)	(161.072.702)	(148.686.023)	(158.794.504)	(146.263.633)	(78.880.441)	(75.624.710)	(33.100.304)	(33.890.176)	(40.566.405)	2.228.200	1.054.130	948.300	(540.698.398)	(450.434.770)	(457.689.197)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	635.182.353	725.946.236	937.320.855	34.779.462	85.064.212	123.469.849	683.183.568	681.748.290	654.886.110	540.691.727	574.132.843	547.765.607	233.607.882	195.781.577	203.673.265	(76.789)	(981.717)	(14.733)	2.127.368.203	2.261.691.441	2.467.100.953	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(123.699.667)	(119.048.628)	(194.587.688)	(138.094.097)	(34.724.329)	(42.541.505)	(131.553.418)	(229.368.430)	(145.172.290)	(101.908.200)	(102.190.376)	(96.735.454)	(59.219.178)	(60.339.333)	(60.618.547)	(6.582.935)	(11.719.608)	-	(561.057.495)	(557.390.704)	(539.655.484)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	511.482.686	606.897.608	742.733.167	(103.314.635)	50.339.883	80.928.344	551.630.150	452.379.860	509.713.820	438.783.527	471.942.467	451.030.153	174.388.704	135.442.244	143.054.718	(6.659.724)	(12.701.325)	(14.733)	1.566.310.708	1.704.300.737	1.927.445.469	
RESULTADO FINANCIERO	(78.797.719)	(106.356.565)	(114.219.912)	(31.563.414)	(15.788.697)	(40.008.868)	(32.405.059)	(64.838.758)	(69.697.374)	(76.360.671)	(62.523.560)	(72.011.415)	(22.714.456)	(25.742.132)	(34.167.002)	5.256.312	4.645.177	20.848.425	(236.585.007)	(270.604.535)	(309.256.146)	
Ingresos financieros	34.484.561	15.604.598	26.321.994	13.314.838	10.926.110	9.381.341	173.831.176	132.197.987	103.326.143	11.407.941	11.883.669	20.075.886	2.723.717	2.116.913	3.631.106	(2.149.364)	(1.492.329)	(3.066.065)	233.612.869	171.236.948	159.670.405	
Gastos financieros	(93.072.101)	(109.360.408)	(135.713.458)	(36.394.214)	(34.924.333)	(32.076.508)	(225.571.907)	(193.320.965)	(187.048.645)	(87.553.973)	(74.211.667)	(92.155.200)	(24.968.532)	(28.154.018)	(38.544.881)	2.149.364	1.613.140	3.066.065	(465.411.363)	(438.358.251)	(482.472.627)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(25.092.203)	(15.055.706)	21.781.329	
Diferencias de cambio	4.882.024	2.454.951	(26.609.777)	(8.484.038)	8.209.526	(17.313.701)	19.335.672	(3.715.780)	14.025.128	(214.630)	(195.562)	67.899	(469.641)	294.973	5.256.312	4.524.366	20.848.425	20.305.690	11.572.474	(8.235.253)		
Positivas	53.545.105	38.536.192	34.338.086	6.006.240	20.715.091	3.564.040	29.865.459	30.931.909	47.716.990	738.510	963.520	1.887.294	702.589	1.553.835	2.333.966	(9.985.079)	(1.369.179)	(7.825.251)	80.872.824	91.331.368	82.015.125	
Negativas	(48.663.081)	(36.081.241)	(60.947.863)	(14.490.278)	(12.505.565)	(20.877.741)	(10.529.787)	(34.647.689)	(33.691.862)	(953.149)	(1.159.082)	(1.819.395)	(1.172.230)	(1.258.862)	(1.587.193)	15.241.391	5.893.545	28.673.676	(60.567.134)	(79.758.894)	(90.250.378)	
Resultado de Sociedades Controladas por el Método de Participación	8.215.729	811.657	(8.074.230)	250.141	203.884	374.621	-	-	-	-	-	-	-	-	9.935.172	34	198	16	8.465.904	1.015.739	2.235.579	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	1.053.408	1.626.786	172.804	498.877	1.596.643	2.683.755	-	29.251	-	70	-	(34.772)	-	-	-	(514.125)	(2.979.994)	(2.683.844)	1.038.230	272.886	137.943	
Resultados en Ventas de Activos	(6.039.997)	8.825.168	37.360.860	-	-	-	-	(34.754)	486.834	(230.878)	2.515.018	12.851.414	418.351	405.317	(196.773)	-	-	-	(5.852.524)	11.710.749	50.502.335	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	435.914.107	511.804.654	657.972.689	(134.129.031)	36.351.713	43.977.852	519.225.091	387.535.599	440.503.280	362.192.048	411.933.925	391.835.380	152.092.599	110.105.429	118.626.115	(1.917.503)	(11.035.944)	18.149.864	1.333.377.311	1.446.695.376	1.671.065.180	
Impuesto Sobre Sociedades	(110.530.698)	(91.503.756)	(68.971.765)	(34.044.480)	(13.131.879)	(15.197.010)	(129.039.820)	(66.998.716)	(107.407.226)	(142.998.659)	(134.315.662)	(127.250.804)	(44.223.034)	(40.056.955)	(40.910.805)	-	-	-	(460.836.691)	(346.006.968)	(359.377.610)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	325.383.409	420.300.898	589.000.924	(168.173.511)	23.219.834	28.780.842	390.185.271	320.536.883	333.096.054	219.193.389	277.618.263	264.584.576	107.869.565	70.048.474	77.715.310	(1.917.503)	(11.035.944)	18.149.864	872.540.620	1.100.688.408	1.311.327.570	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	325.383.409	420.300.898	589.000.924	(168.173.511)	23.219.834	28.780.842	390.185.271	320.536.883	333.096.054	219.193.389	277.618.263	264.584.576	107.869.565	70.048.474	77.715.310	(1,917.503)	(11,035.944)	18,149.864	872,540.620	1,100.688.408	1,311.327.570	
RESULTADO DEL PERIODO	325.383.409	420.300.898	589.000.924	(168.173.511)	23.219.834	28.780.842	390.185.															

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Linea de Negocio	Generación													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	581.738.393	581.919.944	113.950.708	96.454.500	229.070.896	206.821.621	239.044.005	154.997.283	75.650.050	50.330.357	(26.868.729)	(26.213.389)	1.212.585.323	1.064.310.315
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	230.289.585	225.658.998	22.383.610	18.626.377	131.040.180	77.999.226	136.260.140	74.583.887	32.764.569	13.865.517	-	-	552.738.084	410.734.005
Otros activos financieros corrientes	47.504	17.551	143.638	-	-	5.463.750	674.506	54.650	48.561	-	-	-	914.209	5.535.951
Otros Activos No Financieros, Corriente	5.388.772	1.073.419	1.197.748	2.254.847	14.283.730	808.494	7.964.428	1.370.458	2.458.301	1.835.063	-	-	31.292.979	7.342.281
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	175.085.843	150.897.103	54.090.162	53.364.468	63.940.752	83.976.499	45.507.596	41.680.862	16.985.155	11.027.554	-	(19.872.054)	355.609.508	321.074.432
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	58.683.378	103.058.701	33.441.555	20.203.295	19.803.730	28.663.608	35.104.241	32.368.651	10.509.205	8.403.843	(26.868.729)	(6.341.335)	130.673.380	186.356.762
Inventarios	29.481.511	24.443.037	1.783.282	1.750.879	2.504	22.842	11.993.970	4.936.465	12.645.501	11.009.380	-	-	55.906.768	42.162.603
Activos por impuestos corrientes	82.761.800	76.771.135	910.713	254.634	-	9.887.202	1.539.124	2.310	238.758	4.189.000	-	-	85.450.395	91.104.281
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.058.185.785	3.989.974.642	319.979.207	290.297.224	600.244.367	614.488.434	1.393.219.292	1.203.713.202	812.558.136	730.619.632	(1.029.913.225)	(1.020.656.208)	6.154.273.562	5.808.436.926
Otros activos financieros no corrientes	12.014.822	27.935.909	161.140	-	-	-	1.205.585	-	216.790	359.977	-	-	13.598.337	28.295.886
Otros activos no financieros no corrientes	342.343	146.349	1.099.011	10.203.998	27.290.081	19.997.184	-	1.111.481	-	-	-	-	28.731.435	31.459.012
Derechos por cobrar no corrientes	160.518	1.820.235	150.312.091	123.377.243	21.685.968	11.129.694	3.241.735	2.974.116	-	-	-	-	175.400.312	139.301.288
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.179.892	5.570.592	-	-	42.997.790	37.063.260	-	-	-	-	(51.040.898)	(41.869.632)	(1.863.216)	764.220
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.594.961.765	1.591.313.598	3.428.479	3.094.078	10.801.536	10.950.060	-	-	49.887.780	49.494.618	(1.067.411.405)	(1.063.491.176)	591.668.155	591.361.178
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.005.836	9.638.098	176.228	190.799	1.410.902	972.900	22.281.991	20.247.206	457.861	349.639	-	-	35.332.818	31.398.642
Plusvalía	14.024	12.636	2.357.592	2.453.791	-	-	5.126.657	-	10.361.690	10.502.214	88.539.078	84.704.600	106.399.041	97.673.241
Propiedades, planta y equipo	2.400.516.617	2.328.158.165	157.747.465	136.585.507	456.994.530	480.313.680	1.302.924.129	1.125.145.217	750.111.283	669.094.525	-	-	5.068.294.024	4.739.297.094
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	32.989.968	25.379.060	4.697.201	14.391.808	39.063.560	54.061.656	58.439.195	54.235.182	1.522.732	818.659	-	-	136.712.656	148.886.365
TOTAL ACTIVOS	4.639.924.178	4.571.894.586	433.929.915	386.751.724	829.315.263	821.310.055	1.632.263.297	1.358.710.485	888.208.186	780.949.989	(1.056.781.954)	(1.046.869.597)	7.366.858.885	6.872.747.241

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	419.861.754	461.971.755	184.089.684	151.057.167	223.439.239	182.940.166	220.413.976	286.630.051	77.444.300	61.493.965	25.000.330	(418.133)	1.150.249.283	1.143.674.971	
Otros pasivos financieros corrientes	73.513.845	43.626.925	82.987.086	79.751.906	62.027.186	64.363.398	113.869.956	87.860.103	32.976.929	39.501.048	-	-	365.375.002	315.103.380	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	210.953.110	221.957.794	47.852.899	28.920.947	47.171.805	63.002.748	50.897.328	86.644.371	23.834.560	16.970.251	(7.957)	(418.133)	380.701.745	417.077.978	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	69.582.013	142.252.923	43.569.836	28.374.815	81.664.568	37.105.842	14.328.510	80.508.993	13.875	218.586	25.008.287	-	234.167.089	288.461.159	
Otras provisiones corrientes	29.277.728	35.783.147	3.901.399	2.553.179	-	1.874.736	10.860	22.520	2.840.237	3.097.899	-	-	36.030.224	43.331.481	
Pasivos por impuestos corrientes	31.286.802	14.656.865	5.362.401	11.212.408	30.425.114	16.593.444	40.779.406	26.604.320	14.748.267	692.609	-	-	122.601.990	69.759.646	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	2.703.107	-	-	-	-	-	2.703.107	
Otros pasivos no financieros corrientes	5.248.256	3.694.101	416.063	243.912	2.150.566	(2)	527.916	2.286.637	3.030.432	1.013.572	-	-	11.373.233	7.238.220	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.193.061.174	1.172.214.180	165.441.384	141.817.640	58.875.184	156.436.680	530.859.723	356.958.221	317.338.453	319.926.947	(34.248.823)	(36.634.177)	2.231.327.095	2.110.719.491	
Otros pasivos financieros no corrientes	975.588.006	949.189.055	87.602.569	70.465.040	36.725.221	94.332.102	486.420.793	339.291.052	169.238.940	168.684.276	-	-	1.755.575.529	1.621.961.525	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.288.535	241.287	-	1.947	10.117.596	-	142.669	-	-	-	-	243.234	13.548.800	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	81.953	78.870	34.248.823	36.634.177	-	1.084.290	-	-	-	-	(34.248.823)	(36.634.177)	81.953	1.163.160	
Otras provisiones no corrientes	10.251.812	9.797.457	-	-	8.596.721	46.119.690	316.576	348.770	1.668.030	10.772.286	-	-	20.833.139	67.038.203	
Pasivo por impuestos diferidos	177.178.521	192.358.468	13.419.881	11.817.785	4.538.425	4.783.002	-	-	146.431.483	140.470.385	-	-	341.568.310	349.429.640	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.334.488	9.971.456	2.216.852	-	-	-	21.953.569	17.175.730	-	-	-	-	36.504.909	27.147.186	
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.626.394	7.530.339	27.711.972	22.900.638	9.012.870	-	22.168.785	-	-	-	-	-	76.520.021	30.430.977	
PATRIMONIO NETO	3.027.001.250	2.937.708.650	84.398.847	93.876.916	547.000.840	481.933.209	880.989.598	715.122.213	493.425.433	399.529.077	(1.047.533.461)	(1.009.817.287)	3.985.282.507	3.618.352.778	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.027.001.250	2.937.708.650	84.398.847	93.876.916	547.000.840	481.933.209	880.989.598	715.122.213	493.425.433	399.529.077	(1.047.533.461)	(1.009.817.287)	3.985.282.507	3.618.352.778	
Capital emitido	2.153.213.074	2.132.404.418	92.185.037	92.185.037	204.171.117	203.659.553	142.906.410	142.906.410	164.297.758	164.297.758	(1.003.883.359)	(905.021.922)	1.752.890.037	1.830.431.254	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.140.321.396	1.152.825.041	(7.554.043)	10.088.706	202.644.366	123.291.764	128.464.532	149.784.385	70.760.796	23.141.069	303.782.125	107.147.811	1.838.419.172	1.566.278.776	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(266.533.220)	(347.520.809)	(232.147)	(8.396.827)	140.185.357	154.981.892	609.618.656	422.431.418	258.366.879	212.090.250	(347.432.227)	(211.943.176)	393.973.298	221.642.748	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.639.924.178	4.571.894.585	433.929.915	386.751.724	829.315.263	821.310.055	1.632.263.297	1.358.710.485	888.208.186	780.949.989	(1.056.781.954)	(1.046.869.597)	7.366.858.885	6.872.747.241	

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
Pais	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	193.667.154	308.282.584	84.947.442	110.182.639	424.487.557	404.494.596	239.448.013	255.980.239	73.305.844	76.808.391	(8.446.413)	(698.797)	1.007.409.597	1.155.049.652
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	26.582.727	106.822.082	21.100.767	45.328.399	109.978.438	52.245.576	131.993.716	76.385.965	9.290.173	26.792.493	-	-	298.945.821	307.574.515
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	2.271.690	-	-	25.011	9.868	-	-	-	-	25.011	2.281.558
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.312.576	1.422.618	1.246.994	1.199.090	27.375.759	22.986.384	5.220.643	371.248	2.636.552	1.209.481	-	-	38.792.524	27.188.821
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	152.223.272	185.002.586	54.255.165	52.358.414	254.576.869	315.121.464	92.278.353	93.252.938	56.990.519	44.301.959	-	-	610.324.178	690.037.361
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10.623.831	6.640.662	776.127	379.832	-	209.526	4.247.788	80.257.637	14.453	340.135	(8.446.413)	(698.797)	7.215.786	87.128.995
Inventarios	1.924.748	2.136.612	3.138.669	2.261.326	1.252.066	1.307.070	5.682.049	5.702.583	4.357.382	4.153.152	-	-	16.354.914	15.560.743
Activos por impuestos corrientes	-	6.258.024	4.429.720	6.383.888	31.304.425	12.624.576	453	-	16.765	11.171	-	-	35.751.363	25.277.659
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.116.514.950	1.153.691.583	272.099.510	320.842.717	1.994.823.050	1.889.350.205	960.707.757	885.875.047	434.005.821	356.670.398	-	-	4.778.151.088	4.606.429.950
Otros activos financieros no corrientes	25.176	25.582	-	-	-	3.352.698	9.099	8.267	2.792.448	1.825.059	-	-	2.826.723	5.211.606
Otros activos no financieros no corrientes	229.343	550.802	885.726	693.473	79.626.762	69.291.066	-	-	-	-	-	-	80.741.831	70.535.341
Derechos por cobrar no corrientes	3.699.470	7.046.330	1.378.682	495.607	251.693.307	165.992.532	10.485.477	5.847.271	-	-	-	-	267.256.936	179.381.740
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	117.946	324.864	-	-	-	-	-	-	117.946	324.864
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	503.579.522	546.854.493	31.383	30.151	-	-	76	-	-	-	-	-	503.610.981	546.884.644
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15.263.011	18.189.812	3.473.743	3.203.663	1.374.215.991	1.361.527.584	22.048.463	20.239.478	2.844.862	2.274.071	-	-	1.417.846.070	1.405.434.608
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	119.058.905	120.673.559	8.082.994	7.348.467	-	-	-	-	129.382.377	130.262.504
Propiedades, planta y equipo	583.180.744	561.616.684	266.329.976	298.970.983	20.746.848	20.391.138	882.070.391	783.716.639	428.368.511	352.571.268	-	-	2.180.696.470	2.017.266.712
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	8.297.206	17.167.402	-	17.448.840	149.363.291	147.796.764	38.011.257	68.714.925	-	-	-	-	195.671.754	251.127.931
TOTAL ACTIVOS	1.310.182.104	1.461.974.167	357.046.952	431.025.356	2.419.310.607	2.293.844.801	1.200.155.770	1.141.855.286	507.311.665	433.478.789	(8.446.413)	(698.797)	5.785.560.685	5.761.479.602

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	196.759.945	171.286.364	310.638.397	226.189.613	489.046.971	553.701.924	302.355.437	269.331.660	103.699.413	78.464.053	(8.446.413)	(698.797)	1.394.053.750	1.298.274.817
Otros pasivos financieros corrientes	26.351	2.668	22.349.209	11.553.138	226.703.734	200.661.330	11.034.446	50.242.207	32.046.376	22.404.747	-	-	292.160.116	284.864.090
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	137.937.525	86.947.700	235.366.718	159.903.785	183.352.939	283.132.512	172.660.428	155.442.693	44.810.969	29.240.966	-	-	774.128.579	714.667.656
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	23.267.428	63.921.986	2.249.562	2.212.567	20.937.120	30.669.756	76.706.628	34.172.478	11.369.623	11.517.749	(8.446.413)	(698.797)	126.083.948	141.795.739
Otras provisiones corrientes	9.088.010	6.792.229	21.423.408	28.780.910	6.801.936	6.153.804	-	1.476.148	5.913.838	8.275.793	-	-	43.227.192	51.478.884
Pasivos por impuestos corrientes	25.872.525	10.039.050	7.016.288	7.526.565	36.202.808	28.902.744	36.114.100	24.090.490	5.730.192	4.950.637	-	-	110.935.913	75.509.486
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	1.284.614	-	591.831	-	-	-	813.663	-	-	-	-	-	2.690.108
Otros pasivos no financieros corrientes	568.106	2.298.117	22.233.212	15.620.817	15.048.434	4.181.778	5.839.835	3.093.981	3.828.415	2.074.161	-	-	47.518.002	27.268.854
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	52.473.555	196.967.970	41.497.104	40.238.648	870.301.120	711.221.766	397.178.370	392.279.990	210.609.245	205.177.295	-	-	1.572.059.394	1.545.885.669
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	25.941.484	17.330.002	478.627.090	388.961.190	295.721.421	277.085.017	152.604.148	147.659.078	-	-	952.894.143	831.035.287
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	905.643	325.183	13.155.174	23.055.474	-	-	-	-	-	-	14.060.817	23.380.657
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	146.500.704	-	-	-	1.430.022	-	-	-	-	-	-	-	147.930.726
Otras provisiones no corrientes	7.618.844	7.367.197	9.239.778	11.451.261	160.166.774	137.660.556	4.445.966	1.849.383	165.531	155.729	-	-	181.636.893	158.484.126
Pasivo por impuestos diferidos	22.742.572	24.272.266	-	9.731.475	63.153.516	57.124.740	19.717.371	52.263.418	56.914.980	57.086.045	-	-	162.528.439	200.477.944
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17.289.987	15.763.453	5.410.199	1.400.727	149.352.163	102.989.784	62.774.313	61.082.172	-	-	-	-	234.826.662	181.236.136
Otros pasivos no financieros no corrientes	4.822.152	3.064.350	-	-	5.846.403	-	14.519.299	-	924.586	276.443	-	-	26.112.440	3.340.793
PATRIMONIO NETO	1.060.948.604	1.093.719.833	4.911.451	164.597.095	1.059.962.516	1.028.921.111	500.621.963	480.243.636	193.003.007	149.837.441	-	-	2.819.447.541	2.917.319.116
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.060.948.604	1.093.719.833	4.911.451	164.597.095	1.059.962.516	1.028.921.111	500.621.963	480.243.636	193.003.007	149.837.441	-	-	2.819.447.541	2.917.319.116
Capital emitido	368.494.984	368.494.984	135.477.599	135.477.599	466.167.408	547.861.028	7.905.014	3.934.010	32.841.625	32.841.625	-	-	1.010.886.630	1.088.609.246
Ganancias (pérdidas) acumuladas	978.146.893	998.431.191	(92.338.025)	66.482.841	72.309.174	104.634.235	(2.694.357)	123.200.147	1.623.660	25.300.513	-	-	957.047.345	1.318.048.927
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(285.693.273)	(273.206.342)	(38.228.123)	(37.363.345)	521.485.934	376.425.848	495.411.306	353.109.479	158.537.722	91.695.303	-	-	851.513.566	510.660.943
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.310.182.104	1.461.974.167	357.046.952	431.025.356	2.419.310.607	2.293.844.801	1.200.155.770	1.141.855.286	507.311.665	433.478.789	(8.446.413)	(698.797)	5.785.560.685	5.761.479.602

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					
				Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2011	dic-10	2012	Activos	2013	Activos	2014	Activos
	Nombre	Relación													
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	-	963.655	-	-	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	42.351.337	M\$	73.262.031	66.236.055	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	11.313.893	M\$	5.192.000	4.011.514	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	100.476.362	M\$	7.127.904	13.008.383	-	-	-	-	-	-
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de Cobranza	M\$	22.694.232	M\$	16.095.200	-	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	109.265.974	94.071.116	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	20.793.960	M\$	55.264.828	62.720.234	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	10.646.394	M\$	140.483.626	84.993.209	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	16.453.910	M\$	99.126.606	102.571.290	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	174.703.123	M\$	38.087.401	17.867.290	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2011 Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 29.249.750.127 (M\$ 26.115.482.639 al 31 de diciembre de 2010).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías					
			Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2011	dic-10	2012	Activos	2013	Activos	2014	
	Nombre	Relación												
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	55.410.663	M\$	55.410.663	140.797.232	-	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	21.553.733	M\$	21.553.733	34.817.262	-	-	-	-	-	-

34.3 Otras informaciones.

Nuestra filial argentina Endesa Costanera está presentando déficit en su capital de trabajo, presionado por las dificultades que está teniendo para obtener ajustes tarifarios que recojan los costos reales de generación, generando 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.

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 2011 y 31 de diciembre de 2010, era la siguiente:

País	31-12-2011				Promedio del periodo (*)
	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.

País	31-12-2010				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total (**)	
Chile	106	2.397	546	3.049	3.152
Argentina	33	2.276	850	3.159	3.115
Brasil	45	2.514	387	2.946	2.940
Perú	18	944	177	1.139	1.131
Colombia	27	1.819	125	1.971	1.923
Total	229	9.950	2.085	12.264	12.261

(**) Incluye 387 personas pertenecientes a grupo Synapsis y 1.313. a grupo Cam. Ver nota 2.4.1 y nota 11.

36. HECHOS POSTERIORES.

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2011 y la fecha de emisión de los estados financieros.

37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2011, 2010 y 2009 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeeléctricas.	-	-	2.416.053
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	72.711	72.984	65.481
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	455.617	294.327	116.820
Pehuenche	Gastos medio ambiente	-	-	57.394
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.	211.544	-	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	336.435	444.983	667.059
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	71.667	69.820	53.926
Coelce	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, Auditoría ISO 14001, educaciones ambientales.	-	4.344	212.166
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	-	17.377	8.688
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	56.185	10.287	151.563
CIEN	Compensación ambiental, mejoría de instalación y control ambiental, implantación del proyecto de paisajismo.	-	-	11.491
CDSA	Repoblación de depósitos	-	-	50.449
CGTF	Adquisición de equipamiento para monitorización ambiental.	-	-	25.505
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	10.837
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	11.579
Total		1.235.646	942.248	3.859.011

38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE NUESTRAS 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 2011 y 2010, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

31-12-2011										
Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$	
Chilectra S.A.	consolidado	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)	110.790.945
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	consolidado	-	-	-	-	-	6.690.708	(6.561.185)	129.523	
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	30.451.690	36.347.961	66.799.651	(3.801.501)	(675.754)	7.741.781	(1.479.399)	6.262.382	
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	consolidado	-	-	-	-	-	15.582.078	(16.890.062)	(1.307.984)	
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	3.386.984	296.193	3.683.177	(2.119.237)	(557.313)	(2.676.550)	(5.282.766)	615.054	
Inversiones Distriima S.A.	separado	73.612	53.558.686	53.632.298	(8.288)	-	(8.288)	12.106.048	(4.386)	12.101.662
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)	311.980.876	(270.687.421)	41.293.455
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)	1.184.084.739	(812.433.884)	371.650.855
Endesa Eco S.A.	separado	5.437.267	135.146.612	140.583.879	(139.297.158)	(8.360.757)	(147.657.915)	14.315.105	(11.047.198)	3.267.907
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	56.666.641	234.597.856	291.264.497	(77.321.477)	(39.046.758)	(116.368.235)	195.003.413	(78.664.231)	116.339.182
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)	243.562.829	(199.292.302)	44.270.527
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	34.480.062	131.950.788	166.430.850	(44.091.140)	(13.223.971)	(57.315.111)	119.050.275	(40.689.183)	78.361.092
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	33.507.950	78.813.461	112.321.411	(15.031.457)	(5.726.043)	(20.757.500)	39.522.009	(38.375.668)	1.146.341
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	41	25.157.716	25.157.757	(3.641.034)	-	(3.641.034)	-	(270.529)	(270.529)
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	separado	46.551.925	157.376.178	203.928.103	(38.726.488)	(22.904.207)	(61.630.695)	130.444.784	(112.562.946)	17.881.838
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	29.481.896	15.071.789	44.553.685	(6.430.649)	(11.437.055)	(16.867.704)	7.687.068	(2.664.769)	5.022.299
Endesa Argentina S.A.	separado	8.573.370	34.592.709	43.166.079	(103.684)	-	(103.684)	-	453.345	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)	341.636.333	(364.229.923)	(22.593.590)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	27.754.942	161.753.755	189.508.697	(24.739.392)	(69.116.012)	(93.855.404)	48.326.998	(36.168.754)	12.158.244
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)	496.479.981	(368.041.227)	128.438.754
Generandes Perú S.A.	separado	162.255	208.237.040	208.399.295	(9.633)	-	(9.633)	22.317.674	(180.671)	22.137.003
Edegel S.A.A.	separado	70.142.623	709.616.464	779.759.087	(60.257.964)	(275.273.113)	(335.531.077)	214.815.328	(140.762.791)	74.052.537
Chinango S.A.C.	separado	11.140.497	112.163.451	123.303.948	(22.972.028)	(42.065.340)	(65.037.368)	25.943.033	(17.770.892)	8.172.141
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	5.227.686	59.098.190	64.325.876	(3.747.698)	(527.981)	(4.275.679)	-	(2.379.074)	(2.379.074)
Endesa Brasil S.A.	separado	144.245.706	1.071.816.109	1.216.061.815	(5.924.851)	(2.225)	(5.927.076)	160.755.284	10.670.289	171.425.573
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	85.453.417	162.710.126	248.163.543	(40.948.473)	(38.033.756)	(78.982.229)	127.130.032	(86.764.813)	40.365.219
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	118.123.679	144.987.597	263.111.276	(29.508.803)	(4.697.541)	(34.206.344)	126.646.148	(12.834.467)	113.811.681
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)	54.757.129	(18.519.083)	36.238.046
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)	2.682.140	(2.906.410)	(224.270)
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)	805.668.597	(669.295.646)	136.372.951
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	2.449.053	115.999	2.565.052	(1.071.810)	(38.388)	(1.110.198)	5.839.550	(4.878.723)	960.827
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	215.407.325	1.102.615.089	1.318.022.414	(293.476.867)	(548.590.886)	(842.067.753)	979.024.498	(909.619.067)	69.405.431
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	1.507.987	138.395.284	139.903.271	(51.994.249)	-	(51.994.249)	-	16.979.113	16.979.113
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	1.669	46.733	48.402	(1.029.247)	-	(1.029.247)	-	(1.063.733)	(1.063.733)
Inversora Codensa S.A.	separado	233.090.499	934.300.085	1.167.390.584	(294.852.363)	(379.922.653)	(674.775.016)	751.734.951	(663.876.013)	87.858.938
Empresa de Enería de Cundinamarca S.A.	separado	1.076	76	1.152	(2)	(33)	(35)	-	-	-
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	9.578.051	54.738.504	64.316.555	(10.724.651)	(17.255.717)	(27.980.368)	33.225.646	(30.053.506)	3.172.140

31-12-2010										
Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$	
Chilectra S.A.	consolidado	308.282.584	1.153.691.583	1.461.974.167	(171.286.364)	(196.967.970)	(368.254.334)	1.003.001.004	(852.052.652)	150.948.352
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	consolidado	27.547.119	10.385.607	37.932.726	(15.618.790)	(1.915.098)	(17.533.888)	66.028.200	(70.214.530)	(4.186.330)
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	32.323.759	35.782.164	68.105.923	(3.422.178)	(1.623.485)	(5.045.663)	10.546.195	(2.729.975)	7.816.220
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	consolidado	71.769.555	25.904.845	97.674.400	(45.136.731)	(6.707.851)	(51.844.582)	131.410.554	(133.224.067)	(1.813.513)
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.077.868	233.684	4.311.552	(3.372.931)	(456.919)	(3.829.850)	2.174.853	(2.193.935)	(19.082)
Inversiones Distrilima S.A.	separado	368.480	46.340.936	46.709.416	(3.835)	-	(3.835)	11.116.825	(18.031)	11.098.794
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	76.439.911	356.670.398	433.110.309	(78.460.218)	(205.177.295)	(283.637.513)	286.654.227	(251.428.625)	35.225.602
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	693.166.827	3.171.595.808	3.864.762.635	(464.147.067)	(1.057.670.971)	(1.521.818.038)	1.173.423.692	(654.190.040)	519.233.652
Endesa Eco S.A.	separado	6.327.207	138.782.297	145.109.504	(137.123.791)	(20.442.170)	(157.565.961)	13.515.877	(16.056.170)	(2.540.293)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	54.209.408	242.417.018	296.626.426	(60.865.292)	(41.020.747)	(101.886.039)	234.534.178	(57.265.757)	177.268.421
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	43.642.004	81.215.943	124.857.947	(55.987.180)	(11.948.576)	(67.935.756)	167.998.478	(154.961.416)	13.037.062
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	26.348.540	135.422.607	161.771.147	(48.954.765)	(13.940.056)	(62.894.821)	99.324.285	(35.590.926)	63.733.359
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	28.342.554	77.234.443	105.576.997	(7.312.647)	(7.839.404)	(15.152.051)	45.280.244	(41.788.042)	3.492.202
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	25.157.716	25.157.716	(3.370.464)	-	(3.370.464)	-	(146.130)	(146.130)
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	separado	55.742.095	145.984.024	201.726.119	(69.155.266)	(21.720.110)	(90.875.376)	167.160.648	(147.165.903)	19.994.745
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	21.178.870	17.552.855	38.731.725	(2.391.836)	(13.674.875)	(16.066.711)	6.701.752	(2.364.828)	4.336.924
Endesa Argentina S.A.	separado	7.852.572	33.753.943	41.606.515	(44.284)	-	(44.284)	5.641.118	151.175	5.792.293
Endesa Costanera S.A.	separado	45.572.669	128.841.292	174.413.961	(107.230.903)	(65.903.875)	(173.134.778)	288.534.151	(290.157.746)	(1.623.595)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	18.399.302	144.894.940	163.294.242	(43.781.981)	(38.683.634)	(82.465.615)	57.172.784	(32.791.612)	24.381.172
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	154.997.283	1.203.713.202	1.358.710.485	(286.630.051)	(356.958.221)	(643.588.272)	507.137.563	(357.040.190)	150.097.373
Generandes Perú S.A.	separado	54.688	180.174.348	180.229.036	(21.008)	-	(21.008)	21.122.454	(214.017)	20.908.437
Edegel S.A.A.	separado	44.851.844	643.944.854	688.796.698	(40.685.019)	(282.540.573)	(323.225.592)	188.755.959	(152.380.933)	36.375.026
Chinango S.A.C.	separado	5.717.609	98.861.331	104.578.940	(21.081.723)	(49.460.678)	(70.542.401)	23.636.752	(19.685.636)	3.951.116
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	3.880.921	50.729.673	54.610.594	(3.904.367)	(327.633)	(4.232.000)	-	(3.665.300)	(3.665.300)
Endesa Brasil S.A.	separado	269.141.082	1.085.178.300	1.354.319.382	(58.046.034)	-	(58.046.034)	200.739.840	6.041.979	206.781.819
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	67.892.629	162.438.204	230.330.833	(32.581.434)	(39.966.450)	(72.547.884)	142.546.333	(93.304.291)	49.242.042
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	94.488.048	134.422.068	228.910.116	(13.765.546)	(7.521.222)	(21.286.768)	115.662.684	(40.215.273)	75.447.411
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	44.440.944	317.628.162	362.069.106	(136.593.186)	(108.949.008)	(245.542.194)	93.177.151	(94.574.840)	(1.397.689)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	14.503.105	3.826.350	18.329.455	(449.321)	(15.233.324)	(15.682.645)	2.983.647	(2.420.226)	563.421
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	177.267.456	737.234.010	914.501.466	(244.318.033)	(226.036.818)	(470.354.851)	788.759.176	(634.806.589)	153.952.587
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	1.033.812	54.708	1.088.520	(489.835)	-	(489.835)	1.879.321	(1.267.362)	611.959
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	218.527.158	1.031.433.894	1.249.961.052	(307.918.902)	(481.355.952)	(789.274.854)	929.116.008	(877.038.622)	52.077.386
Ampla Investimentos E Servicios S.A.	separado	1.579.764	136.771.841	138.351.605	(60.967.554)	-	(60.967.554)	-	22.325.366	22.325.366
Compañía Distribuidora y Comercializadora de	separado	251.294.158	865.089.733	1.116.383.891	(262.861.871)	(377.891.111)	(640.752.982)	723.345.987	(599.569.993)	123.775.994
Empresa de Enería de Cundinamarca S.A.	separado	10.831.321	46.553.360	57.384.681	(12.615.030)	(14.388.879)	(27.003.909)	36.621.778	(31.864.753)	4.757.025
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	110.182.639	320.842.717	431.025.356	(226.189.613)	(40.238.648)	(266.428.261)	287.867.341	(289.486.252)	(1.618.911)

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 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			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%	99,99%	99,99%	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%	0,00%	0,00%	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 Americana de Multiservicios de Argentina Ltda.	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Cont. De Redes Eléctricas, Postal, Calib. de Med.
96.543.670-1	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Compra, Venta de Productos relacionados con la Electricidad
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Técnicos de Calibración Y Medición
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda.	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Compra, Venta y Distribución de Productos Relacionados con la Electricidad
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 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	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	Consortio 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	Consortio 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	Consortio Ingendesa Minimetel 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	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.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	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 Pangue S.A.	Peso Chileno	0,00%	94,99%	94,99%	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 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	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.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	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 Servicios 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 Energía 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	Hydroinvest 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.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	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 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			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%	49,00%	49,00%	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	Synapsis Argentina S.R.I.	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	5,00%	95,00%	100,00%	Filial	Argentina	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,20%	99,80%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Perú S.R.I.	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Servicios y Productos Informáticos y de Telecomunicación
96.529.420-1	Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Suministrar y Comercializar Servicios y Equipos Informáticos
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

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 2011 y ejercicio 2010

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 31 de diciembre de 2011				a 31 de diciembre de 2010			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
ICT Servicios informaticos Ltda.	-	-	-		99,00%	1,00%	100,00%	Consolidación
Central Vuelta Obligado S.A.	0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto				

Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2011 y ejercicio 2010

Sociedad (*)	% Participación				% Participación			
	a 31 de diciembre de 2011				a 31 de diciembre de 2010			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	-	-	-	-	0,00%	99,99%	99,99%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Argentina Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	-	-	-	-	99,99%	0,00%	99,99%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Sistema Sec S.A.	-	-	-	-	0,00%	49,00%	49,00%	Integración proporcional
Synapsis Argentina S.R.I.	-	-	-	-	5,00%	95,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Brasil Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Colombia Ltda.	-	-	-	-	0,20%	99,80%	100,00%	Consolidación
Synapsis Perú S.R.I.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda.	-	-	-	-	99,99%	0,01%	100,00%	Consolidación

(*) ver nota 2.4.1 y nota 11

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 31/12/2011			% Participación a 31/12/2010			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	0,00%	42,50%	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
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	42,50%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	26,20%	26,20%	Chile	Servicios
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo forma parte de la nota 18 "Otros pasivos financieros".
 A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios
a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2010 M\$		
			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\$	Uno a Tres Meses M\$		Tres a Doce Meses M\$	Uno a Tres Años M\$		Vencimiento Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	0,99%	906.389	3.359.497	4.265.886	109.631.899	876.746	-	110.508.645	816.706	18.915.156	19.731.862	3.202.593	83.824.641	-	87.027.234
Perú	US\$	3,64%	2.810.297	10.519.166	13.329.463	7.864.024	25.087.748	26.158.087	59.109.859	1.458.040	17.809.137	19.267.177	14.419.663	14.145.757	21.661.326	50.226.746
Perú	Soles	4,62%	431.794	2.987.507	3.419.301	3.362.985	-	38.373.491	41.736.476	1.839.538	1.031.134	2.870.672	32.616.930	-	-	32.616.930
Argentina	US\$	6,16%	2.662.019	9.436.481	12.098.500	17.142.594	1.612.063	-	18.754.657	5.085.358	18.145.263	23.230.621	4.013.855	-	-	4.013.855
Argentina	\$ Arg	9,18%	37.689.501	28.405.542	66.095.043	47.915.942	2.458.440	-	50.374.382	14.760.009	24.845.072	39.605.081	29.992.159	2.424.007	-	32.416.166
Colombia	\$ Col	6,58%	1.338.154	82.134.906	83.473.060	-	-	-	83.473.060	744.241	5.091.793	5.836.034	-	75.664.686	-	75.664.686
Brasil	US\$	5,90%	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.370	765.141	11.617.821	12.382.962	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868
Brasil	Real	10,81%	30.524.862	175.096.068	205.620.930	142.254.517	90.580.272	8.209.057	241.043.846	34.521.334	175.760.765	210.282.099	235.737.812	41.010.710	9.066.992	285.815.514
			77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595	59.990.367	273.216.141	333.206.508	339.973.705	235.669.899	41.409.395	617.052.999

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	12-2011										12-2010										
							Corriente				No Corriente						Corriente				No Corriente						
							Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente							
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Itaú	Real	12,47%	6,15%	57.479	1.964.473	2.021.952	-	-	-	-	101.554	2.149.535	2.251.089	2.014.313	-	-	-	-	-	-	-	2.014.313		
Extranjera	Ampla	Brasil	Unibanco	Real	12,49%	6,16%	45.870	1.542.373	1.588.243	-	-	-	-	80.587	1.698.892	1.779.479	1.585.020	-	-	-	-	-	-	-	-	1.585.020	
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Alfa	Real	12,26%	5,91%	1.779.341	12.975.006	14.754.347	-	-	-	-	2.321.766	3.599.477	5.921.243	14.100.000	-	-	-	-	-	-	-	-	14.100.000	
Extranjera	Ampla	Brasil	Brasdesco	Real	6,09%	6,09%	5.982.354	13.453.719	19.436.073	-	-	-	-	7.117.655	13.583.761	20.701.416	18.425.880	-	-	-	-	-	-	-	-	18.425.880	
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco do Brasil	Real	12,68%	6,05%	875.019	2.942.372	3.817.391	30.333.452	-	-	-	-	30.333.452	763.245	2.538.618	3.301.863	28.701.429	-	-	-	-	-	-	28.701.429	
Extranjera	Ampla	Brasil	BANCO HSBC	Real	9,73%	9,73%	632.464	22.045.700	22.678.164	-	-	-	-	1.116.014	24.085.514	25.201.528	21.832.924	-	-	-	-	-	-	-	-	21.832.924	
Extranjera	Ampla	Brasil	Electrobras	Real	6,02%	6,02%	339.935	1.111.948	1.451.883	2.916.206	5.539.073	725.103	9.180.382	183.646	738.057	921.703	1.731.933	3.074.414	-	-	-	-	-	-	589.902	5.396.249	
Extranjera	Ampla	Brasil	Bndes	Real	11,02%	11,02%	6.488.408	16.888.622	23.377.030	33.192.137	52.961.281	3.133.364	89.286.782	9.075.941	20.796.621	92.072.562	9.181.709	488.855	-	-	-	-	-	-	-	9.670.564	
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - A	US\$	7,91%	7,89%	344.277	3.510.015	3.854.292	7.427.750	7.100.739	4.604.499	19.132.988	261.361	3.383.432	3.644.793	6.938.582	5.647.394	-	-	-	-	-	-	-	7.977.977	20.563.953
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - B	US\$	2,98%	2,98%	114.099	4.162.847	4.276.946	8.990.990	4.835.251	-	13.826.241	145.163	3.664.317	4.809.480	5.979.125	12.952.704	-	-	-	-	-	-	-	-	18.931.829
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - C	US\$	11,98%	11,96%	108.598	365.176	473.774	875.946	5.584.166	-	6.460.112	106.304	353.577	459.881	848.122	-	-	-	-	-	-	-	-	2.703.100	3.551.222
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Banco Santander Central Hispano	Real	13,05%	12,18%	1.801.366	59.020.877	60.822.243	-	-	-	-	3.166.878	64.735.216	67.902.094	60.518.449	-	-	-	-	-	-	-	-	60.518.449	
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	6,58%	6,58%	19.073	173.334	192.407	237.999	357.290	1.748.100	2.343.389	18.857	197.806	2.166.663	2.225.398	-	-	-	-	-	-	-	-	2.225.398	
Extranjera	Coelce	Brasil	Eletrabras	Real	6,58%	6,58%	1.721.402	4.747.664	6.469.066	8.943.102	16.832.769	4.350.590	30.126.461	1.521.161	5.224.999	6.746.160	9.147.592	7.457.925	4.670.947	-	-	-	-	-	-	21.276.464	
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco de Brasil	Real	10,75%	10,75%	1.310.254	4.235.607	5.545.861	9.443.423	-	-	-	5.443.423	69.396	5.878.755	5.948.151	9.423.706	976.090	-	-	-	-	-	-	10.399.996	
Extranjera	Coelce	Brasil	Bndes	Real	9,95%	9,95%	9.231.834	30.273.652	39.505.486	56.108.514	15.247.149	-	-	-	71.355.663	7.020.880	25.008.603	32.029.483	59.074.857	29.013.426	-	-	-	-	-	3.806.143	91.894.426
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Nordeste	Real	13,15%	8,50%	259.136	3.894.055	4.153.191	5.317.683	-	-	-	-	5.317.683	1.982.611	5.722.717	7.705.328	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	5,49%	5,49%	58.889	4.387.814	4.446.703	-	-	-	-	233.456	4.018.689	4.252.145	3.999.466	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.999.466
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,97%	3,97%	405.477	1.378.129	1.783.606	-	-	-	-	653.107	1.953.825	2.606.932	4.307.956	4.307.955	-	-	-	-	-	-	-	-	8.615.911
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,97%	3,97%	1.949.762	5.760.203	7.709.965	1.880.534	-	-	-	1.880.534	268.854	1.472.491	1.741.345	1.603.280	-	-	-	-	-	-	-	-	1.603.280
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	7,19%	7,19%	280.841	344.267	1.225.208	3.559.934	-	-	-	37.031.101	415.488	645.897	1.061.385	1.957.430	9.837.802	21.661.326	-	-	-	-	-	-	33.456.558
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	5,70%	5,70%	8.155	1.878.660	1.886.815	-	-	-	-	-	3.427.268	3.450.923	1.697.864	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.169.864
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	3,80%	3,80%	14.597	1.585.500	1.600.097	-	-	-	-	-	12.762	42.449	55.211	1.379.498	-	-	-	-	-	-	-	-	1.379.498
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	Soles	4,30%	4,30%	260	-	260	-	-	-	-	77.109	167.805	244.914	5.030.048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.030.048
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	5,95%	5,95%	166.062	558.407	724.469	2.423.556	17.774.668	-	-	20.198.224	96.936	10.309.656	10.406.592	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	32,27%	9,59%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.853.133	-	-	-	-	-	-	-	-	4.853.133
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	15,78%	2,60%	37.891	127.413	165.304	305.625	-	-	-	3.584.598	3.890.223	108.895	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.658.128
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	15,78%	4,00%	37.891	127.413	165.304	305.625	-	-	-	3.584.598	3.890.223	25.172	83.723	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.658.128
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,10%	4,00%	32.360	108.816	141.176	261.016	-	-	-	3.097.880	3.358.896	21.816	72.561	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.310.826
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,26%	4,00%	15.156	50.965	66.121	122.250	-	-	-	1.433.839	1.556.089	10.069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.063.251
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,26%	4,00%	63.151	212.355	275.506	509.375	-	-	-	5.974.330	6.483.705	41.953	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.430.213

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	12-2011								12-2010												
							Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente											
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente							
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	15,78%	2,60%	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	3.890.223	25.172	83.723	108.895	2.658.128	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	6,01%	2,63%	60.638	203.903	264.541	489.101	-	-	489.101	1.308.111	334.293	1.642.404	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	32,27%	2,64%	-	-	-	-	-	-	5.157.627	134.344	134.344	3.591.829	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	BBVA	Soles	5,16%	4,40%	99.201	333.576	432.777	800.145	-	-	9.525.160	10.325.305	74.135	246.580	3.201.715	6.836.881	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Interbank	Soles	6,82%	5,72%	32.758	110.153	142.911	264.223	-	-	2.430.861	2.695.084	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	21,31%	14,00%	128.257	2.499.512	2.627.769	-	-	-	-	-	-	271.817	3.031.502	3.303.319	2.534.402	-	-	-	-	-	-	2.534.402	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	14,85%	14,85%	673.842	228.279	902.121	3.245.052	-	-	3.245.052	54.935	182.384	237.219	1.466.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.466.744
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	23,67%	17,61%	213.681	718.530	932.211	4.195.131	-	-	4.195.131	156.756	521.383	678.139	3.845.625	727.040	-	-	-	-	-	-	-	-	4.572.665
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	59,77%	15,98%	179.826	604.690	784.516	1.811.063	-	-	-	-	-	1.811.063	-	601.759	2.008.017	-	-	-	-	-	-	-	2.008.017
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	15,17%	15,17%	435.062	483.752	918.814	2.896.973	-	-	-	-	-	2.896.973	-	1.354.637	1.354.637	2.530.914	-	-	-	-	-	-	2.530.914
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	16,20%	16,20%	6.354.203	1.169.601	7.523.804	9.498.494	-	-	-	-	-	9.498.494	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de Galicia	\$ Arg	16,27%	16,27%	2.120.536	1.891.956	4.012.492	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	24,96%	24,96%	151.298	508.762	660.060	3.474.143	-	-	-	-	-	3.474.143	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Itau	\$ Arg	19,91%	19,91%	288.456	4.819.512	5.107.968	2.454.313	-	-	-	-	-	2.454.313	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	16,00%	16,00%	124.577	158.143	282.720	1.364.912	-	-	-	-	-	1.364.912	39.530	131.479	171.009	957.228	-	-	-	-	-	-	957.228
Extranjera	Emgesa	Colombia	Davienvia	\$ Col	6,99%	6,99%	138.411	8.481.828	8.620.239	-	-	-	-	-	-	-	603.337	-	603.337	-	8.712.518	-	-	-	-	-	8.712.518
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolumbia	\$ Col	6,99%	6,99%	99.148	6.208.686	6.307.834	-	-	-	-	-	-	-	432.186	432.186	-	23.602.722	-	-	-	-	-	-	23.602.722
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolumbia	\$ Col	6,99%	6,99%	326.504	20.008.140	20.334.644	-	-	-	-	-	-	-	1.423.236	1.423.236	-	23.817.961	-	-	-	-	-	-	23.817.961
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	361.976	22.181.880	22.543.856	-	-	-	-	-	-	-	328.989	1.251.871	1.580.860	-	20.431.485	-	-	-	-	-	20.431.485
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander Central Hispano	\$ Col	6,99%	6,99%	412.115	25.254.372	25.666.487	-	-	-	-	-	-	-	415.252	1.381.163	1.796.415	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	US\$	32,27%	6,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	605.038	-	605.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	US\$	32,27%	5,44%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	713.260	351.529	1.064.789	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	12,85%	12,26%	166.419	3.156.573	3.322.992	2.652.744	-	-	-	2.652.744	643.599	1.931.528	2.575.127	2.055.803	-	-	-	-	-	-	-	-	2.055.803
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,00%	5,00%	156.279	-	156.279	-	-	-	-	-	-	160.286	267.560	427.846	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	15,82%	15,82%	1.382.931	1.533.096	2.916.027	-	-	-	-	-	-	184.556	2.497.668	2.682.224	1.994.435	-	-	-	-	-	-	-	1.994.435
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Mediocredito Italiano	\$ Arg	32,27%	1,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	963.655	963.655	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	15,00%	15,00%	10.746.076	1.949.571	12.695.647	-	-	-	-	-	-	881.772	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itau	\$ Arg	18,12%	18,12%	3.503.302	-	3.503.302	-	-	-	-	-	1.853.593	890.721	2.744.314	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	25,30%	13,00%	1.478.241	-	1.478.241	-	-	-	-	-	-	3.954.652	3.954.652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	22,24%	15,00%	1.105.942	-	1.105.942	-	-	-	-	-	1.808.418	-	1.808.418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,32%	5,32%	209.622	-	209.622	-	-	-	-	-	6.489	426.386	432.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	6,70%	6,70%	4.670.705	-	4.670.705	-	-	-	-	-	35.128	1.011.545	1.046.673	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	32,27%	14,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	357.550	-	357.550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	15,40%	15,40%	832.611	-	-	-	-	-	-	-	1.159.080	-	1.159.080	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Superville	\$ Arg	28,00%	13,00%	123.454	-	123.454	-	-	-	-	-	1.788.875	-	1.788.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,96%	53.521	1.002.756	1.056.277	1.915.379	876.746	-	-	2.792.125	60.946	944.030	1.004.976	1.823.007	1.648.517	-	-	-	-	-	-	-	3.471.524
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corpotation Loan	US\$	2,50%	2,50%	379.501	764.980	1.144.481	1.132.904	-	-	-	1.132.904	356.896	688.663	1.045.559	1.379.586	670.052	-	-	-	-	-	-	-	2.049.638
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US\$	1,83%	1,65%	473.367	1.591.761	2.065.128	106.583.616	-	-	-	106.583.616	397.349	17.072.365	17.469.714	-	81.506.072	-	-	-	-	-	-	-	81.506.072
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	9,16%	3,80%	518.208	1.530.246	2.048.454	3.576.867	402.643	-	-	3.979.510	1.479.285	7.585.610	9.064.895	979.026	-	-	-	-	-	-	-	-	979.026
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	3,80%	3,80%	1.611.491	4.749.662	6.361.153	10.912.983	1.209.420	-	-	12.122.403	1.477.401	7.582.650	9.060.051	979.026	-	-	-	-	-	-	-	-	979.026
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	ITAU - Sindicato	\$ Arg	20,10%	18,67%	1.791.907	-	1.791.907	-	-	-	-	-	136.513	1.869.470	2.005.983	1.687.700	-	-	-	-	-	-	-	-	1.687.700
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	STANDARD - Sindicato	\$ Arg	21,27%	18,67%	64.001	-	1.336.177	-	-	-	-	-	106.749	1.460.783	1.567.532	1.318.645	-	-	-	-	-	-	-	-	1.318.645
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	SANTANDER - Sindicato	\$ Aro	20,10%	20,10%	80.629	-	1.707.695	-	-	-	-	-	415.988	1.589.995	2.005.983	1.687.700	-	-	-	-	-	-	-	-	1.687.700
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	HIPOTECARIO - Sindicato	\$ Arg	21,96%	18,67%	55.506	-	1.125.918	-	-	-	-	-	88.490	1.223.925	1.312.415	1.106.099	-	-	-	-	-	-	-	-	1.106.099
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	GALICIA - Sindicato	\$ Arg	21,85%	18,67%	26.301	-	535.888	-	-	-	-	-	41.985	582.414	624.399	526.511	-	-	-	-	-	-	-	-	526.511
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Citibank	\$ Arg	22,39%	14,30%	112.503	-	1.115.167	-	-	-	-	-	1.471.923	740.013	2.211.896	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	BBVA	\$ Arg	22,09%	14,50%	152.645	-	1.527.554	-	-	-	-	-	2.019.288	21.510	595.558	617.068	-	-	-	-					

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

d. Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2010		
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		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\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	US\$	8,15%	22.439.241	48.971.036	71.410.277	481.039.815	346.571.275	425.876.193	1.253.487.283	20.226.869	44.237.144	64.464.013	299.076.238	429.205.042	515.592.354	1.243.873.634	
Chile	U.F.	9,71%	41.003.385	39.199.072	80.202.457	89.539.138	263.688.193	527.887.200	881.114.531	8.474.004	33.742.901	42.216.905	77.732.304	187.444.894	542.172.671	807.349.869	
Perú	US\$	6,82%	853.625	2.238.831	3.092.456	15.656.525	27.138.567	24.540.662	67.335.754	870.999	6.351.625	7.221.724	18.968.745	8.678.373	38.097.741	65.744.859	
Perú	Soles	6,75%	31.909.724	18.212.792	50.122.516	81.151.846	50.536.091	48.755.116	180.443.053	19.784.574	22.667.166	42.451.740	64.109.539	68.651.225	59.006.695	191.767.459	
Argentina	\$ Arg	11,74%	116.551	4.100.169	4.216.720	-	-	-	-	510.018	9.010.562	9.520.580	4.165.269	-	-	4.165.269	
Colombia	\$ Col	8,76%	17.854.990	68.624.369	86.479.359	299.425.050	335.136.989	589.777.719	1.224.339.758	47.619.509	131.473.631	179.093.140	152.631.795	183.051.591	442.910.408	778.593.794	
Brasil	Real	12,75%	11.815.750	134.615.237	146.430.987	123.922.410	200.558.653	90.131.132	414.612.195	7.503.875	97.708.841	105.212.716	155.008.143	48.941.503	-	203.949.646	
			125.993.266	315.961.506	441.954.772	1.090.734.784	1.223.629.768	1.706.968.022	4.021.332.574	104.988.948	345.191.870	450.180.818	771.692.033	925.972.628	1.597.779.869	3.295.444.530	

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	12-2011											12-2010					
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			Corriente		No Corriente	
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	9,56%	9,56%	6.698.731	102.230.946	108.929.677	59.162.266	133.237.309	-	192.399.575	5.058.194	66.186.606	71.244.804	115.328.463	32.291.490	-	-	147.619.953		
Extranjera	Codensa	Colombia	B5	Colombia	\$ Col	32,27%	8,00%	-	-	-	-	-	-	-	34.864.627	14.808.827	49.673.454	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	9,61%	8,31%	1.601.595	5.385.582	6.987.177	74.917.478	-	-	74.917.478	1.305.256	4.341.394	5.646.650	60.819.262	-	-	-	60.819.262		
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,81%	7,77%	863.459	2.903.500	3.766.959	6.964.604	52.594.867	-	59.559.471	700.056	2.328.447	3.028.503	-	-	-	-	94.695.348		
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,34%	6,21%	142.540	9.063.816	9.206.356	-	-	-	-	128.474	427.314	555.788	8.288.014	-	-	-	8.288.014		
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	6,48%	6,37%	369.477	1.242.417	1.611.894	24.349.062	-	24.349.062	333.765	1.110.132	1.443.897	21.659.750	19.672.953	-	-	-	41.332.703		
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	9,29%	8,17%	467.694	1.572.686	2.040.380	22.071.605	-	22.071.605	378.323	1.258.334	1.636.657	21.257.241	-	-	-	-	21.257.241		
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,62%	7,50%	1.404.776	4.723.752	6.128.528	11.330.829	86.996.017	-	98.326.846	1.124.031	3.738.624	4.862.655	-	36.313.095	-	-	80.644.446		
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	8,81%	7,75%	469.953	1.580.283	2.050.236	3.790.614	-	3.790.614	36.184.302	380.204	1.264.592	1.644.796	-	-	-	-	26.883.291		
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	6,50%	5,13%	346.784	1.166.108	1.512.892	21.620.973	-	21.620.973	251.482	836.452	1.087.934	-	-	-	-	-	20.546.246		
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	7,42%	6,03%	717.221	2.411.754	3.128.975	5.785.056	46.931.965	-	52.717.021	536.552	1.784.618	2.321.170	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú	Brasil	Real	10,47%	10,47%	2.539.943	23.718.519	26.258.462	43.973.620	34.824.619	-	78.798.239	846.422	26.202.959	27.049.381	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce	Brasil	Santander	Brasil	Real	13,57%	13,57%	2.577.076	8.665.772	11.242.848	20.786.524	32.496.725	90.131.132	143.414.381	1.599.259	5.319.276	6.918.535	39.679.680	16.650.013	-	-	56.329.693		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,32%	6,31%	-	-	-	-	-	-	-	4.162.360	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,31%	6,28%	75.800	254.886	330.686	611.394	1.775.041	5.728.426	8.114.861	66.273	220.431	286.704	528.747	1.293.774	5.217.004	-	7.039.525		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,28%	6,17%	75.424	253.624	329.048	608.367	6.582.587	-	7.190.954	66.396	217.512	282.908	521.745	1.276.641	4.424.723	-	6.223.109		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,75%	6,11%	64.842	218.041	282.883	4.267.060	-	4.267.060	56.693	188.367	245.060	452.314	3.464.092	-	-	-	3.916.406		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,50%	5,92%	78.051	262.457	340.508	4.868.653	-	4.868.653	68.242	226.979	295.221	4.482.746	-	-	-	-	4.482.746		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,44%	6,17%	77.300	259.934	337.234	4.919.966	-	4.919.966	67.586	224.796	292.382	4.524.506	-	-	-	-	4.524.506		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,63%	6,33%	79.552	267.504	347.056	4.950.085	-	4.950.085	69.554	231.344	300.898	4.557.560	-	-	-	-	4.557.560		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,19%	5,97%	160.276	-	160.276	-	-	10.819.378	10.819.378	269.406	4.353.667	4.623.073	626.739	-	5.590.323	-	6.217.062		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,48%	6,06%	83.851	281.959	365.810	2.639.913	-	8.220.849	10.860.762	75.208	250.147	325.355	428.296	-	-	-	3.383.243		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	9,19%	6,44%	115.630	388.820	504.450	5.903.654	-	5.903.654	103.734	345.028	448.762	600.026	1.468.183	7.663.880	-	-	9.372.089		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	7,94%	7,13%	83.988	282.422	366.410	677.444	6.208.170	-	6.885.614	75.334	250.569	325.903	601.038	1.470.659	4.120.651	-	6.192.346		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	7,27%	7,13%	59.850	201.252	261.102	3.783.487	-	3.783.487	53.683	178.554	232.237	532.248	846.573	5.665.215	-	-	7.044.036		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,76%	6,63%	87.568	294.460	382.028	706.319	6.190.863	-	6.897.182	78.556	261.284	339.840	567.661	-	-	-	5.504.523		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,12%	6,00%	79.307	266.681	345.988	639.685	6.096.813	-	6.736.498	71.151	236.654	307.805	608.863	-	-	-	6.169.906		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,60%	6,10%	85.503	287.515	373.018	689.660	6.853.252	-	7.542.912	76.315	253.831	330.146	827.616	4.892.958	-	-	5.720.574		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,59%	6,23%	89.628	301.387	391.015	5.873.636	-	5.873.636	78.364	260.646	339.010	625.209	4.767.047	-	-	-	5.392.256		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,47%	6,47%	77.676	261.195	338.871	5.051.067	-	5.051.067	67.914	225.888	293.802	4.639.193	-	-	-	-	4.639.193		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,16%	6,03%	73.923	248.577	322.500	5.114.463	-	5.114.463	64.633	214.935	279.568	164.402	-	-	-	-	164.402		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	32,27%	6,16%	-	-	-	-	-	-	-	77.560	5.057.591	5.135.151	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,06%	6,06%	97.652	235.722	333.374	616.363	1.789.469	5.500.435	7.906.267	66.712	221.891	288.603	13.746.666	-	-	-	13.746.666		

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	12-2011							12-2010										
								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-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	5,16%	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290	514.759	1.713.147	2.227.906	4.107.030	10.200.414	11.875.674	-	-	-	26.183.118	
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-	Gasred S.A.	Chile	US\$	9,38%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,40%	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	2.604.306	450.157	909.184	1.359.341	2.470.766	-	-	-	-	-	2.470.766	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	3,54%	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	673.700	174.909	581.159	756.068	917.985	225.762	-	-	-	-	1.143.747	
Totales								4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789	3.410.093	10.028.257	13.438.350	21.580.035	40.524.318	11.875.674	-	-	-	-	73.980.027

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	12-2011							12-2010											
								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\$	16,08%	14.958.554	10.030.787	24.989.341	32.747.272	24.243.194	-	56.990.466	9.372.718	10.439.827	19.812.545	28.222.904	26.997.497	-	-	-	-	55.220.401		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	2.296.618	67.527	2.364.145	161.976	1.139.597	-	1.301.573	56.194	1.181.656	1.237.850	1.164.650	1.117.531	-	-	-	-	2.282.181		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,17%	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-	968.330	1.855.135	2.823.465	866.537	-	-	-	-	866.537			
96.827.970-4	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%	-	3.930.734	3.930.734	-	-	-	-	-	-	-	12.395.250	-	-	-	-	12.395.250			
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	24,09%	-	-	-	-	-	-	-	51.831.581	-	51.831.581	-	-	-	-	-	-	-		
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96963440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	10.193.375	-	10.193.375	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Totales								27.995.745	14.913.813	42.909.558	32.909.248	25.382.791	-	58.292.039	62.228.823	13.476.618	75.705.441	42.649.341	28.115.028	-	-	-	-	-	-	70.764.369

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	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			42.323.083	66.329.098
	Dólares	Pesos chileno	22.805.258	46.804.371
	Dólares	Pesos Colombianos	5.634	6.004
	Dólares	Soles	3.201.968	1.234.825
	Dólares	Peso Argentino	16.310.223	18.283.898
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			10.100.793	17.592.080
	Dólares	Pesos chileno	10.100.793	17.592.080
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			379.862	563.614
	Dólares	Pesos chileno	379.862	563.614
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			52.803.738	84.484.792
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			52.803.738	84.484.792
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			9.733.400	2.887.460
	Dólares	Pesos chileno	9.733.400	2.887.460
Plusvalía			477.068.142	488.403.515
	Reales	Soles	10.361.690	10.502.214
	Reales	Pesos chileno	313.990.020	327.477.479
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.589.629	7.348.467
	Soles	Pesos chileno	128.304.143	118.949.428
	Peso Argentino	Pesos chileno	12.822.660	24.125.927
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			486.801.542	491.290.975
TOTAL ACTIVOS			539.605.280	575.775.767

		31-12-2011							31-12-2010							
		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		50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750	93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542
	Dólares	Pesos chileno	23.913.216	58.161.835	82.075.051	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218	21.623.823	65.061.393	86.685.216	318.781.111	523.230.097	467.468.028	1.309.479.236
	Dólares	Reales	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730	52.596.722	11.617.821	64.214.543	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868
	Dólares	Soles	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	79.518.586	50.698.749	165.596.106	4.532.918	30.789.583	35.322.501	47.472.662	52.922.272	59.759.067	160.154.001
	Dólares	Peso Argentino	19.914.191	19.534.795	39.448.986	50.051.842	26.994.854	-	77.046.696	14.514.270	29.766.746	44.281.016	33.401.409	28.115.028	-	61.516.437
TOTAL PASIVOS			50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750	93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542