
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 2010

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 6 secciones:

- Informe de los auditores independientes
- Estados Financieros Consolidados
- Notas a los Estados Financieros Consolidados
- Análisis Razonado Consolidados
- Hechos Relevantes Consolidados
- Declaración de responsabilidad


INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

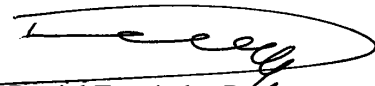
A los señores Accionistas de
Enersis S.A.

Hemos auditado los estados consolidados de situación financiera de Enersis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y los correspondientes estados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros consolidados (que incluye sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Enersis S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros consolidados, basados en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 y 2009 de ciertas filiales y coligadas cuya información financiera refleja activos totales ascendentes a un 42,46% y 41,27% de los correspondientes totales consolidados a dichas fechas e ingresos de explotación que representan un 42,45%, un 45,68% y un 47,59% de los correspondientes totales consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestro informe aquí presentado en lo que se refiere a las cifras correspondientes a esas sociedades filiales y coligadas, está basada únicamente en los informes emitidos por esos auditores.

Nuestras auditorías fueron efectuadas 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 nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.


Enero 26, 2011


Daniel Fernández P.
Rut: 10.048.063-8

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	961.355.037	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	6	7.817.509	1.536.149
Otros activos no financieros corriente		35.993.248	35.181.784
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	1.038.098.240	1.141.966.600
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	20.471.607	19.014.232
Inventarios	9	62.651.704	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	10	137.987.341	112.175.952
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		2.264.374.686	2.501.094.806
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	73.893.290	70.360.851
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	70.360.851
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.338.267.976	2.571.455.657
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	62.968.722	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes		103.736.295	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	7	319.567.960	194.977.413
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	14.101.652	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.452.586.405	1.446.122.245
Plusvalía	14	1.477.021.924	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	15	6.751.940.655	6.864.071.242
Propiedad de inversión	16	33.019.154	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	17	452.634.364	454.896.521
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		10.667.577.131	10.638.684.664
TOTAL DE ACTIVOS		13.005.845.107	13.210.140.321

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	665.598.018	729.028.195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.224.489.998	979.906.352
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	148.202.260	111.955.779
Otras provisiones corrientes	22	115.449.236	100.024.455
Pasivos por impuestos corrientes	10	147.666.655	185.285.671
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	5.450.382	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes		35.790.548	33.621.553
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.342.647.097	2.144.737.172
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	64.630.389	50.650.366
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.407.277.486	2.195.387.538
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.014.956.447	3.533.443.820
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	37.236.712	68.909.402
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	1.084.290	3.556.672
Otras provisiones no corrientes	22	225.522.329	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	17	555.923.578	573.049.297
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	215.818.975	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes		33.997.334	25.814.046
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.084.539.665	4.637.749.139
TOTAL PASIVOS		6.491.817.151	6.833.136.677
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas	24	2.103.689.509	1.817.613.206
Primas de emisión	24	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.351.787.356)	(1.282.776.134)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.735.544.636	3.518.479.555
Participaciones no controladoras	24.6	2.778.483.320	2.858.524.089
PATRIMONIO TOTAL		6.514.027.956	6.377.003.644
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.005.845.107	13.210.140.321

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	6.179.229.824	6.113.283.615	6.100.864.285
Otros ingresos, por naturaleza	25	384.351.289	358.772.038	479.080.416
Total de Ingresos		6.563.581.113	6.472.055.653	6.579.944.701
Materias primas y consumibles utilizados	26	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	(3.547.990.286)
Margen de Contribución		3.041.934.859	3.261.462.076	3.031.954.415
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		44.869.365	33.730.519	32.599.560
Gastos por beneficios a los empleados	27	(374.678.013)	(370.402.445)	(322.628.433)
Gasto por depreciación y amortización	28	(449.017.275)	(454.369.959)	(417.710.326)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(108.373.429)	(85.285.525)	(20.353.265)
Otros gastos por naturaleza	29	(450.434.769)	(457.689.197)	(440.211.323)
Resultado de Explotación		1.704.300.738	1.927.445.469	1.863.650.628
Otras ganancias (pérdidas)	30	11.983.434	50.640.278	2.538.961
Ingresos financieros	31	171.236.948	159.670.405	181.753.335
Costos financieros	31	(438.358.251)	(482.472.627)	(515.108.257)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	1.015.739	2.235.579	3.261.180
Diferencias de cambio	31	11.572.474	(8.235.253)	(23.632.778)
Resultado por unidades de reajuste	31	(15.055.706)	21.781.329	(62.378.252)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.446.695.376	1.671.065.180	1.450.084.817
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		486.226.814	660.231.043	507.589.633
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		614.461.594	651.096.527	526.592.400
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	14,89	20,22	15,55
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	-	-	-
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	14,89	20,22	15,55
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	14,89	20,22	15,55
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	-	-	-
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	14,89	20,22	15,55

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Ganancia (Pérdida)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(138.554.045)	(246.854.956)	191.370.521
Total diferencias de cambio por conversión		(138.554.045)	(246.854.956)	191.370.521
Activos financieros disponibles para la venta				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		(179)	61.031	436
Total activos financieros disponibles para la venta		(179)	61.031	436
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		50.576.145	201.567.024	(278.888.089)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(19.664.842)	(8.765.356)	(22.119.660)
Total coberturas del flujo de efectivo		30.911.303	192.801.668	(301.007.749)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(48.495.375)	(15.599.453)	(34.060.925)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		(156.138.296)	(69.591.710)	(143.697.717)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		31	(10.528)	(3)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(5.301.050)	(33.917.966)	46.849.978
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		16.515.279	1.369.374	11.439.369
Total de impuestos a las ganancias		11.214.260	(32.559.120)	58.289.344
Total Otro Resultado Integral		(144.924.036)	(102.150.830)	(85.408.373)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		955.764.372	1.209.176.740	948.773.660
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		396.687.094	655.007.019	433.164.534
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		559.077.278	554.169.721	515.609.126
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		955.764.372	1.209.176.740	948.773.660

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008

(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 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	(188.691.145)	-	41.699	(1.291.099.898)	(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	(174.008.173)	-	41.825	(1.291.099.898)	(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	(276.767.607)	-	9.565	(1.291.099.898)	(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	(188.691.145)	-	41.699	(1.291.099.898)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
Saldo Inicial al 01/01/2008	2.594.015.459	158.759.648	199.615.814	(44.390.168)	-	9.108	(841.137.396)	(685.902.642)	834.258.472	2.901.130.937	2.604.433.149	5.505.564.086
Saldo Inicial Reexpresado	2.594.015.459	158.759.648	199.615.814	(44.390.168)	-	9.108	(841.137.396)	(685.902.642)	834.258.472	2.901.130.937	2.604.433.149	5.505.564.086
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									507.589.633	507.589.633	526.592.400	1.034.182.033
Otro resultado integral			84.591.396	(145.917.895)	(13.099.057)	457	-	(74.425.099)		(74.425.099)	(10.983.274)	(85.408.373)
Resultado integral										433.164.534	515.609.126	948.773.660
Dividendos									(242.980.591)	(242.980.591)		(242.980.591)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	230.867.376	-	(247.599)	(86.459.544)	13.099.057	-	(449.962.502)	(523.570.588)	292.703.212	-	(182.225.935)	(182.225.935)
Total de cambios en patrimonio	230.867.376	-	84.343.797	(232.377.439)	-	457	(449.962.502)	(597.995.687)	557.312.254	190.183.943	333.383.191	523.567.134
Saldo Final al 31/12/2008	2.824.882.835	158.759.648	283.959.611	(276.767.607)	-	9.565	(1.291.099.898)	(1.283.898.329)	1.391.570.726	3.091.314.880	2.937.816.340	6.029.131.220

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

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto	Nota	enero - diciembre		
		2010 M\$	2009 M\$	2008 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Ganancia (Pérdida)		1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)				
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	346.006.968	359.737.610	415.902.784
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		13.375.040	31.682.662	8.248.778
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(164.046.056)	112.512.315	(168.319.588)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		(171.236.948)	(159.670.405)	(181.753.335)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		128.804.617	(218.629.211)	(55.137.025)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación		453.413.957	460.691.298	577.486.509
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	449.017.275	454.369.959	417.710.326
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	108.373.429	85.285.525	20.353.265
Ajustes por provisiones		(29.193.303)	16.436.304	(22.406.116)
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	(11.572.474)	8.235.523	23.632.778
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas		(1.015.739)	(2.235.579)	(3.261.180)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		71.286.149	(53.398.066)	5.959.027
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		1.193.212.915	1.095.017.935	1.038.416.223
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(349.296.688)	(367.981.146)	(160.176.953)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.189.488)	(34.668)	(1.224.517)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.943.415.147	2.038.329.691	1.911.196.786
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		-	(290.471.658)	-
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(19.912.162)	-
Préstamos a entidades relacionadas		-	(8.615.091)	(27.298.838)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		8.889.879	7.559.368	14.139.478
Compras de propiedades, planta y equipo		(473.921.829)	(526.521.933)	(496.750.943)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		1.424.691	5.292.416	-
Compras de activos intangibles		(227.418.842)	(209.939.738)	(284.740.824)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo		-	190.166.892	7.730.911
Compras de otros activos a largo plazo		-	(12.641)	(50.359)
Dividendos recibidos		3.278.931	2.675.741	5.826.418
Intereses recibidos		6.807.678	4.346.438	11.043.445
Otras entradas (salidas) de efectivo		(94.841.624)	(21.834.208)	62.999.998
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(775.781.116)	(867.266.576)	(707.100.714)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		263.124.754	826.440.011	1.424.250.917
Total importes procedentes de préstamos		263.124.754	826.440.011	1.424.250.917
Préstamos de entidades relacionadas		821.636	-	412.223
Pagos de préstamos		(740.286.720)	(1.283.351.536)	(1.223.027.402)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(24.129.963)	(3.171.884)	(6.996.069)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	(16.986.597)	(14.159.571)
Dividendos pagados		(556.087.040)	(578.607.484)	(460.210.179)
Intereses pagados		(244.595.847)	(252.736.851)	(230.036.860)
Otras entradas (salidas) de efectivo		18.132.411	8.350	470.255
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.283.020.769)	(1.308.405.991)	(509.296.686)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(115.386.738)	(137.342.876)	694.799.386
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		(58.159.046)	(45.818.128)	34.385.374
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(173.545.784)	(183.161.004)	729.184.760
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		1.134.900.821	1.318.061.825	588.877.065
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período		961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825

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.....	13
2.4	Entidades filiales y de control conjunto.	14
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.	14
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.	14
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.	15
2.5	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.	15
2.6	Reclasificaciones.	15
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	16
a)	Propiedades, plantas y equipos.	16
b)	Propiedad de inversión.	18
c)	Plusvalía.	18
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.	19
d.1)	Concesiones.....	19
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	19
d.3)	Otros activos intangibles.	19
e)	Deterioro del valor de los activos.	20
f)	Arrendamientos.....	21
g)	Instrumentos financieros.....	21
g.1)	Activos financieros no derivados.	21
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.	22
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	22
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.	22
g.5)	Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.	23
g.6)	Baja de activos financieros.	24
h)	Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.	24
i)	Inventarios.	24
j)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.	24
k)	Acciones propias en cartera.....	25
l)	Provisiones.	25
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	25
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.	26
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	26
o)	Impuesto a las ganancias.	26
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos.	27
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	27
r)	Dividendos.	27
s)	Estado de flujos de efectivo.	28
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	29

4.1	Generación:.....	29
4.2	Distribución:	31
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	33
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	34
7.	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	34
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	36
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	36
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	36
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	36
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	37
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	37
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	39
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	39
9.	INVENTARIOS.....	40
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	40
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	41
12.	INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES CON CONTROL CONJUNTO.....	43
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	43
12.2	Sociedades con control conjunto.....	44
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	45
14.	PLUSVALÍA.....	47
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	48
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	51
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	52
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	53
18.1	Detalle de préstamos que devengan intereses.....	54
18.2	Desglose por monedas y vencimientos de las obligaciones no garantizadas.....	57
18.3	Desglose por monedas y vencimientos de las obligaciones garantizadas.....	57
18.4	Deuda de cobertura.....	61
18.5	Otros aspectos.....	61
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	62
19.1.	Riesgo de tasa de interés.....	62
19.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	63
19.3.	Riesgo de commodities.....	63
19.4.	Riesgo de liquidez.....	63
19.5.	Riesgo de crédito.....	63
19.6.	Medición del riesgo.....	64
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	65
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	65
20.2	Instrumentos derivados.....	66
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	68
21.	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	69
22.	PROVISIONES.....	70

22.1	Provisiones.....	70
22.2	Litigios y arbitrajes.....	71
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	79
23.1	Aspectos generales:.....	79
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	79
23.3	Otras revelaciones:	82
24.	PATRIMONIO.....	83
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	83
24.2	Reservas por Diferencias de conversión.....	84
24.3	Gestión del capital.....	84
24.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	84
24.5	Otras Reservas.....	84
24.6	Participaciones no controladoras.....	85
25.	INGRESOS.....	86
26.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	86
27.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	87
28.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	87
29.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	87
30.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	88
31.	RESULTADO FINANCIERO.....	88
32.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	89
33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	89
33.1	Criterios de segmentación.....	89
33.2	Generación ,distribución y otros.....	90
33.3	Países.....	93
33.4	Generación y distribución por países.....	96
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	102
34.1	Garantías directas.....	102
34.2	Garantías Indirectas.....	102
34.3	Otras informaciones.....	103
35.	DOTACIÓN.....	103
36.	HECHOS POSTERIORES.....	104
37.	MEDIO AMBIENTE.....	104
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE NUESTRAS FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO	
	105	
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:	107
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:	111
	ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS:	112
	ANEXO N° 4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:	113
	ANEXO N° 5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	118

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 Y 2009. (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

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

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 12.264 trabajadores al 31 de diciembre de 2010. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2010 fue de 12.261 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 2009 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 27 de enero de 2010 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 22 de abril de 2010, 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 2.5 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 2010 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de enero de 2011.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2008 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 2010, 2009 y 2008.

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.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2010:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 3 revisada: <i>Combinaciones de negocio.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 39: <i>Elección de partidas cubiertas.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIC 27: <i>Estados financieros consolidados y separados.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2009).	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a NIIF 2: <i>Pagos basados en acciones.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2010.
CINIIF 17 <i>Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para el Grupo. El resto de criterios contables aplicados en 2010 no han variado respecto a los utilizados en 2009.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011 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:
Enmienda a NIC 32: <i>Clasificación de derechos de emisión.</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010.
NIIF 9 <i>Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIC 24 Revisada <i>Revelaciones de partes relacionadas</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
CINIIF 19 <i>Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010.
Enmienda a CINIIF 14: <i>Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011.
Mejoramientos de las NIIF (emitidas en 2010).	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.
Enmienda a NIIF 7: <i>Instrumentos financieros: Información a revelar</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2011.
Enmienda a NIC 12: <i>Impuestos a las ganancias</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 a 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 (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.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.o).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Entidades filiales y de control conjunto.

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

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

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

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el ejercicio 2010 no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis. En 2009, los cambios que experimentó el perímetro de consolidación se explican fundamentalmente por las siguientes transacciones:

Con fecha 25 de febrero de 2009, nuestra filial Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”) enteró un aporte de capital por M\$ 23.744.357 en la sociedad Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (en adelante “DECA”), por medio del cual se suscribieron y pagaron un total de 489.997 acciones, representativas de un 48,997% de la propiedad de DECA. El 51,003% restante de propiedad en DECA fue suscrito y pagado por Empresa Eléctrica de Bogotá, sociedad con la cual nuestra filial Codensa mantiene un acuerdo de control conjunto.

Posteriormente, con fecha 13 de marzo de 2009, DECA adquirió el 82,34% de la Empresa de Energía de Cundinamarca en la suma de M\$ 48.460.838. Producto de esta transacción DECA reconoció una plusvalía por M\$ 14.457.069 (ver Notas 5.c y 14).

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 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.
 - 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 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.

2.6 Reclasificaciones.

La Sociedad ha efectuado ciertas modificaciones en la presentación de sus estados financieros correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 y 2008, que se originan principalmente por nuevas instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (S.V.S.) en su Circular N° 1975 de fecha 25 de marzo de 2010, y que corresponden en su mayoría a reagrupaciones en el Estado de Situación Financiera de activos y pasivos financieros, todos dentro de los respectivos rubros corriente y no corriente, según corresponda, así como también a reagrupaciones de cuentas en los Estados de Resultados Integrales, que en ningún caso afectan el resultado operacional.

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. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 5,19% y un 7,46%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 15.137.380, M\$ 9.173.217 y M\$ 9.470.558 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 26.741.111, M\$ 16.723.291 y M\$ 18.611.427 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, 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 costo 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	77 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	13 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	77 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	77 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	17 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	30 años	21 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. Cien (Transporte, Línea 1)	Brasil	20 años	10 años
Compañía de Interconexión Energética S.A Cien (Transporte, Línea 2)	Brasil	20 años	12 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 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).

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).

Hasta el 31 de diciembre de 2009, en los casos en que el Grupo adquiría una participación adicional en una sociedad que ya se controlaba y consolidaba, la diferencia entre el monto pagado por la adquisición del porcentaje adicional y el saldo del rubro “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” que se daba de baja como consecuencia de la adquisición, se registraba como plusvalía. En los casos en que se vendía una participación en una sociedad controlada y tras la venta se mantenía el control y, por tanto, su consolidación, la diferencia entre el monto cobrado por la venta y el saldo de “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” que había que dar de alta, como consecuencia de la venta, se registraba como resultado del período.

A contar de 2010, con la entrada en vigor de las modificaciones efectuadas a NIC 27 “Estados financieros consolidados y separados”, cualquier efecto que se origine en una transacción con las participaciones no

controladoras, que no deriva un cambio de control, se registra directamente en el Patrimonio Total y atribuido a los propietarios de la controladora. Durante el ejercicio 2010 no se efectuaron transacciones con las participaciones no controladoras.

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

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.

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. La tasa media de financiamiento en Brasil, país donde están radicadas nuestras concesiones que periódicamente requieren proyectos de inversión, varía en un rango comprendido entre un 9,5% y un 12,5% para años anteriores. Durante el ejercicio 2010 no se activaron gastos financieros (M\$ 1.992.733 y M\$ 2.648.915 durante los ejercicios 2009 y 2008).

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 18.128.254, M\$ 17.007.228 y M\$ 13.988.133, respectivamente.

Los activos intangibles se amortizan dentro del periodo de duración de la concesión.

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	16 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	17 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	6 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. Durante los ejercicios 2010, 2009 y 2008, 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.

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 el la letra e) de esta Nota.

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 3,3% y 6,7%, 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 2010 y 2009 fueron las siguientes:

País	Moneda	2010		2009	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	7,5%	8,8%	9,24%	9,53%
Argentina	Peso argentino	15,0%	16,9%	19,51%	
Brasil	Real brasileño	9,6%	10,8%	11,32%	
Perú	Nuevo sol peruano	7,9%	8,1%	9,09%	
Colombia	Peso colombiano	9,6%	9,8%	11,45%	

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.

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 amortiza 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 amortiza 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 período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el importe 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. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono a una reserva del Patrimonio Total denominada "Ganancia o pérdida en la remediación de activos financieros disponibles para la venta", hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro referente a dichas inversiones es imputado íntegramente en el estado de resultados integrales. 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 el estado de resultados integrales.

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Pasivos financieros excepto derivados.

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

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

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

g.4) Derivados y operaciones de cobertura.

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

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si su valor es negativo se registran en el rubro "Otros pasivos financieros".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas

por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

Las participaciones en asociadas sobre las que el Grupo posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que el Grupo posee una participación superior al 20%.

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 2010 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado en el ejercicio 2010 ni durante el ejercicio 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.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

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 2010, 2009 y 2008, el Grupo no ha realizado ningún tipo de operación 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) 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 Económico de Despacho 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 2.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta 2009, el precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tiene 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, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo en un proceso regulado.

(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 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 deberán 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 de Argentina 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, 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:

Aspectos Generales

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

Chile

En Chile, el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. En abril de 2009 se publicaron las fórmulas tarifarias cuya vigencia abarca desde noviembre de 2008 a noviembre de 2012.

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. Los últimos reajustes anuales fueron realizados por Aneel para Ampla en marzo de 2010 y para Coelce en abril de 2010.

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.

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). 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; se mantiene aún pendiente realizar la revisión tarifaria integral, RTI, del contrato de concesión de Edesur.

- 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.

(**). En Colombia se propone disminuir este límite a 65 kW o 35 MWh-mes a partir de enero 2011, pero dicha decisión aún no está en firme.

- 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 está preparando el correspondiente informe

técnico, que deberá ser publicado el 21 de enero. En caso de discrepancias, las empresas pueden presentarlas al Panel de Expertos. Posteriormente, la CNE deberá incorporar dicho dictamen y elaborar un informe técnico definitivo, en base al cual el Ministerio de Energía publicará el decreto de tarifas de subtransmisión.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Efectivo en caja	279.960	2.033.228	3.141.215
Saldos en bancos	186.975.512	280.296.850	186.008.671
Depósitos a corto plazo	518.742.837	631.827.134	671.273.838
Otros instrumentos de renta fija	255.356.728	220.743.609	457.638.101
Total	961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825

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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
\$ Chilenos	322.190.328	171.799.777	462.051.789
\$ Arg	45.357.753	28.624.735	34.431.374
\$ Col	150.964.209	395.598.094	237.747.307
Real	309.896.646	370.793.677	318.762.025
Soles	39.467.666	21.485.345	17.347.852
US\$	93.478.435	146.599.193	247.721.478
Total	961.355.037	1.134.900.821	1.318.061.825

c) A continuación se muestran los montos pagados, producto de adquisiciones de asociadas, negocios conjuntos y otras empresas, al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008:

Adquisiciones de asociadas y otras empresas	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Importes por adquisiciones pagados en efectivo y equivalentes al efectivo	-	(23.744.357)	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	3.832.195	-
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	12.828.632	-
Total contraprestaciones por adquisiciones pagadas para adquirir entidades, neto (*)	-	(7.083.530)	-

(*) Corresponde al 48,997% de la plusvalía generada por DECA en la adquisición de Empresa de Energía de Cundinamarca. DECA, por tratarse de una entidad controlada en forma conjunta, según se describe en Notas 2.4.2 y 14, es consolidada proporcionalmente por nuestra filial Codensa.

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.422.288	2.423.878
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	88.909	88.838
Beneficios post-empleo (Superávit) (*)	-	-	3.352.698	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	7.735.440	-	29.461.230	24.548.711
Instrumentos derivados de cobertura (**)	64.518	-	27.212.944	2.238.039
Instrumentos derivados de no cobertura (***)	17.551	1.536.089	91.262	732.253
Otros activos	-	60	339.391	465.038
Total	7.817.509	1.536.149	62.968.722	30.496.757

(*) 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 2010 y 2009 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2010		31-12-2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.216.533.291	335.892.068	1.303.666.808	198.609.866
Deudores comerciales, bruto	1.124.250.876	206.462.719	1.254.497.316	128.738.890
Otras cuentas por cobrar, bruto	92.282.415	129.429.349	49.169.492	69.870.976

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2010		31-12-2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.038.098.240	319.567.960	1.141.966.600	194.977.413
Deudores comerciales, neto (1)	953.663.462	190.617.091	1.097.562.493	126.907.444
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	84.434.778	128.950.869	44.404.107	68.069.969

(1) Incluye un monto por M\$ 40.268.000, que corresponde a cuentas por cobrar de nuestra filial Cachoeira Dourada S.A. a Compañía de Electricidade de Goiás (CELG). CELG, que es una empresa estatal del estado de Goiás, ha reconocido la deuda pendiente y está buscando la mejor alternativa financiera que le permita la obtención de recursos con la finalidad de cancelar sus deudas. El Grupo espera tener un resultado favorable en dicha negociación y recuperar como mínimo el importe registrado.

(2) Incluye una cuenta por cobrar no corriente por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios" por un monto de M\$ 122.301.426 al 31 de diciembre de 2010 y M\$ 34.203.618 al 31 de diciembre de 2009.

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

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 2010 y 2009, 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	
	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	249.377.836	170.338.640
Con antigüedad entre tres y seis meses	38.107.825	29.491.746
Con antigüedad entre seis y doce meses	29.162.945	67.272.982
Con antigüedad mayor a doce meses	173.268.810	108.528.471
Total	489.917.415	375.631.839

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 2009	163.511.186
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.179.120
Montos castigados	(23.420.721)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	3.063.076
Saldo al 31 de diciembre de 2009	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

(*) 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	
							31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	144.144	187.654	-	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	5.199	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	57.725	23.575	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.166	245.659	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	27.787	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	52.688	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.230	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	47.229	-	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Argentina	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.579	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	134.482	1.579	-	-
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	219.278	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	312.951	154.115	-	-
Extranjera	Endesa Cema S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	18.413.497	16.241.814	-	-
Extranjera	Endesa Cema S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	3.121	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	15.586	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	26.980	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	424.958	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	458.094	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	533.218	577.755	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	312.084	285.024	-	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	547.668	-	-
Total							20.471.607	19.014.232	-	-

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	
							31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	858.345	718.613	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	127.669	144.655	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	89.382.016	72.313.821	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	-	582	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Mas de un año	2.428.068	2.644.130	1.084.290	3.556.672
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	139.826	99.036	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	217.889	263.041	-	-
Extranjera	Endesa Cema S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	15.953.845	16.763.778	-	-
Extranjera	Endesa Cema S.A.	Argentina	Asociada	Real	Servicios prestados	Menos de 90 días	15.658.298	19.000.085	-	-
Extranjera	Endesa Cema S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	3.006	-	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	8.038	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	23.427.988	-	-	-
Extranjera	Carbox S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.310	-	-	-
Total							148.202.260	111.955.779	1.084.290	3.556.672

- (1) Corresponde a financiamiento otorgado a Compañía Interconexao Energética S.A. (Cien), para la adquisición de maquinarias y equipos y para la finalización de la construcción de la segunda línea de transmisión. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de un 3,49% 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	31-12-2010 Totales M\$	31-12-2009 Totales M\$	31-12-2008 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(14.267.877)	(9.528.999)	(9.935.134)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	191.034	243.809	5.176
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	3.512	968.848	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(56.482)	-	-
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros Ingresos de Explotación	162.670	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	39.585	35.352	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(178.114)	1.533.007	(797.186)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	70.331	480.584	909.196
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras ventas	127.091	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(7.380)	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Colombia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	2.705	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	395.480	113.001	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(157.412.913)	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	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	11.256
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	(759.389)	(759.968)	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Asociada	Compras de Energía	(1.919.788)	-	-
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	48.042	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Asociada	Compras de Energía	(3.554.055)	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	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	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.814.618)	(1.239.471)	-
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	170.762	3.028	12.120
Total					(179.092.496)	(7.223.193)	(9.794.572)

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones de mercado. Las cuentas por cobrar y pagar originadas por este concepto son esencialmente a 30 días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

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

- 72,00 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 36,00 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. 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 General Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes a cada ejercicio.

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:

- 24,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 12,00 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 y los Estados Financieros auditados correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008:

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	-
	Extranjero Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - diciembre 2010	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo (2)	Director	enero - diciembre 2010	27.511	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	enero - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (3)	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
4.132.185-7	Hemán 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 (4)	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 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 2009	55.012	-	8.388	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo (2)	Vicepresidente	enero - diciembre 2009	35.855	-	-	-
48.077.275-K	Pedro Larrea Paguaga	Director	enero - julio 2009	16.856	-	-	-
4.132.185-7	Hemán 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 (4)	Director	enero - diciembre 2009	28.280	-	9.163	3.824
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuniz Ossa (5)	Director	enero - octubre 2009	23.698	-	-	3.061
TOTAL				216.260	-	26.714	10.709

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2008				
			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	01/01/08 al 31/12/08	53.446	-	8.939	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	01/01/08 al 31/12/08	40.335	-	-	-
48.077.275-K	Pedro Larrea Paguaga	Director	01/01/08 al 31/12/08	25.951	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	01/01/08 al 31/12/08	26.722	-	8.939	5.863
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barros	Director	01/01/08 al 31/12/08	26.721	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	01/01/08 al 31/12/08	26.722	-	8.939	5.863
4.108.103-1	Juan Eduardo Errázuriz Ossa	Director	01/04/08 al 31/12/08	19.539	-	-	2.982
48.101.910-9	Juan Ignacio de la Mata Gorostizaga	Director	01/01/08 al 31/03/08	6.458	-	-	2.156
TOTAL				225.894	-	26.817	16.864

- (1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que le corresponden como miembro del Directorio de la compañía.
- (2) Vicepresidente hasta el 31 de julio de 2009 y Director desde el 1 de agosto de 2009.
- (3) Director desde el 27 de abril de 2010.
- (4) Director hasta el 27 de abril de 2010.
- (5) Director hasta el 28 de octubre de 2009.

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 (2)	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 (3)	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy (4)	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larraín Medina (2)	Gerente de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero (5)	Gerente de Recursos Humanos
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller (3)	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 noviembre de 2009
- (3) Desde el 1 de abril de 2010
- (4) Hasta noviembre de 2010 como Gerente de Recursos Humanos y desde el 1 de diciembre de 2010 como Gerente Regional de Servicios Generales
- (5) Desde el 1 de diciembre de 2010

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 2.695.060 por el ejercicio terminado a 31 de diciembre del 2010 (M\$ 2.399.672 y M\$ 2.230.137 al 31 de diciembre del 2009 y 2008 respectivamente). 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 para el Directorio y personal clave de la gerencia.

9. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Materias primas	10.889.721	3.461.372
Mercaderías	691.241	1.467.734
Suministros para la producción	30.931.763	42.152.882
Otros inventarios (*)	20.138.979	9.237.280
Total	62.651.704	56.319.268
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	20.138.979	9.237.280
Inventarios para proyectos y repuestos	2.222.761	3.399.724
Materiales eléctricos	17.916.218	5.837.556

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2010 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 672.038.103 (M\$ 580.237.613 al 31 de diciembre de 2009 y M\$ 847.411.384 al 31 de diciembre de 2008). Ver nota 26.

Al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 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 2010 y 2009 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pagos provisionales mensuales	72.580.350	20.644.496
IVA crédito fiscal	29.618.364	51.159.855
Crédito por utilidades absorbidas	14.672.543	17.116.026
Créditos por gastos de capacitación	242.796	251.365
Otros	20.873.288	23.004.210
Total	137.987.341	112.175.952

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuesto a la Renta	72.454.199	118.845.936
IVA débito fiscal	36.856.368	37.272.870
Impuesto de timbres y estampillas	733	-
Provisión para impuestos	1.583.669	3.963.860
Otros	36.771.686	25.203.005
Total	147.666.655	185.285.671

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 será pagado al contado, sujeto a un ajuste de precio, al cierre de la operación de venta. 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. Se prevé que el cierre de ambas operaciones se concretará durante los primeros meses del año 2011.

Tal como se describe en nota 3 j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta. Lo anterior implicó reconocer al 31 de diciembre del 2010, por los activos netos de CAM, un deterioro adicional de M\$ 14.881.960 pesos, acumulando al cierre de los estados financieros un deterioro en CAM de M\$36.797.809 (M\$ 21.915.849 a diciembre 2009), el cual fue determinado considerando la oferta recibida (ver nota 28 pérdida por deterioro).

A continuación se presentan los principales rubros de activos y pasivos mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

ACTIVOS	Diciembre 2010 M\$	PASIVOS	Diciembre 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		

ACTIVOS	Dic. 2009 M\$	PASIVOS	Dic. 2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	50.431.921	PASIVOS CORRIENTES	42.058.254
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.011.638	Otros pasivos financieros corrientes	7.013.861
Otros Activos No Financieros, Corriente	-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21.981.684
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	28.831.795	Otras provisiones a corto plazo	6.856.461
Inventarios	14.764.600	Otros pasivos no financieros corrientes	6.206.248
Activos por impuestos corrientes	2.823.888		
ACTIVOS NO CORRIENTES	19.928.930	PASIVOS NO CORRIENTES	8.592.112
Otros activos financieros no corrientes	-	Otros pasivos financieros no corrientes	1.108.759
Otros activos no financieros no corrientes	170.776	Pasivo por impuestos diferidos	4.727.164
Derechos por cobrar no corrientes	3.968.937	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2.108.280
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.358.619	Otros pasivos no financieros no corrientes	647.909
Propiedades, planta y equipo	10.817.749		
Activos por impuestos diferidos	3.612.849	TOTAL PASIVOS	50.650.366
TOTAL ACTIVOS	70.360.851		

Al 31 de diciembre de 2010, la diferencia por conversión acumulada en las reservas del patrimonio de Enersis, relacionada a los negocios de CAM y Synapsis, asciende a M\$ (3.236.883) (ver nota 24.2).

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 2010 y 2009:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2010	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	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
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
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
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.297.780	202.973	-	(406.675)	-	3.094.078
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	33.226	911	-	(3.986)	-	30.151
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278
TOTALES					21.281.461	1.015.739	(3.187.834)	(876.358)	(4.131.356)	14.101.652

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2009	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2009
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	4.275	1.632	(1.291)	(841)	-	3.775
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	9.065.667	2.871.709	(3.202.586)	(915.853)	-	7.818.937
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	24.126.683	(825.889)	-	(4.508.852)	(8.664.477)	10.127.465
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	4.592.900	186.494	-	(1.481.614)	-	3.297.780
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	43.868	1.633	-	(12.275)	-	33.226
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278
TOTALES					37.833.671	2.235.579	(3.203.877)	(6.919.435)	(8.664.477)	21.281.461

- (1) La influencia significativa se ejerce en forma directa en un 0,02% y en forma indirecta a través del 42,5% de participación que el Grupo posee en Inversiones Electrogas S.A., ésta última Matriz de Electrogas S.A. con un 99,95% de participación.

b) Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 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

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2009							
	% 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%	54.486.842	168.678	47.327.120	-	19.339.396	(18.924.965)	414.431
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	18.471.729	74.230	-	6.940.967	(184.004)	6.756.963
GNL Quintero S.A	20,00%	28.098.229	562.965.213	205.586.895	334.839.224	12.893.075	(17.022.519)	(4.129.444)
Electrogas S.A.	0,02125%	5.606.476	41.393.766	8.210.466	21.027.132	13.510.320	(5.830.170)	7.680.150

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 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 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

	31 de diciembre de 2009							
	% 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%	8.111.503	86.908.393	37.110.402	-	-	(5.994.070)	(5.994.070)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.288.870	10.198.482	1.480.132	876.728	2.327.365	(1.207.963)	1.119.402
Gas Atacama S.A.	50,00%	114.435.232	316.349.774	187.877.000	42.467.600	343.304.368	(319.108.438)	24.195.930
Sistemas Sec S.A.	49,00%	6.640.078	6.667.086	4.893.676	5.059.582	7.814.302	(7.063.659)	750.643
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	29.898.954	91.606.547	25.873.650	33.287.228	68.128.403	(66.239.227)	1.889.176

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Activos intangibles	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos Intangibles netos	1.452.586.405	1.446.122.245
Servidumbre	10.698.674	11.786.094
Derechos de Agua	13.745.590	12.291.780
Concesiones Neto	1.362.756.775	1.357.976.679
Costos de Desarrollo	2.262.982	12.330
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	23.121	6.844.249
Programas Informáticos	58.255.724	52.003.080
Otros Activos Intangibles Identificables	4.843.539	5.208.033

Activos intangibles	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Activos Intangibles bruto	2.257.171.663	2.147.973.843
Servidumbre	14.216.582	15.269.989
Derechos de Agua	17.263.434	15.232.158
Concesiones	2.052.188.016	1.950.821.927
Costos de Desarrollo	3.875.653	25.522
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	25.123	8.541.903
Programas Informáticos	158.061.864	145.952.298
Otros Activos Intangibles Identificables	11.540.991	12.130.046

Activos intangibles	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(804.585.258)	(701.851.598)
Servidumbre	(3.517.908)	(3.483.895)
Derechos de Agua	(3.517.844)	(2.940.378)
Concesiones	(689.431.241)	(592.845.248)
Costos de Desarrollo	(1.612.671)	(13.192)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(2.002)	(1.697.654)
Programas Informáticos	(99.806.140)	(93.949.218)
Otros Activos Intangibles Identificables	(6.697.452)	(6.922.013)

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2010 y 2009 han sido los siguientes:

Año 2010

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	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\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010	12.330	11.786.094	12.291.780	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	878.399	378.822	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)	-	45.607.881	-	32.296.797
Amortización (*)	(1.322)	(21.426)	(349.391)	(94.009.562)	-	(12.177.319)	(4.417.989)	(110.977.009)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(243.935)	67.799	(388.157)	(66.056.947)	(1.932)	(46.319.510)	254	(112.942.428)
Otros incrementos (disminuciones)	1.641.271	(2.012.192)	1.812.536	(71.904.389)	(6.819.196)	2.132.458	1.068.116	(74.081.396)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.250.652	(1.087.420)	1.453.810	4.780.096	(6.821.128)	6.252.644	(364.494)	6.464.160
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2010	2.262.982	10.698.674	13.745.590	1.362.756.775	23.121	58.255.724	4.843.539	1.452.586.405

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

Año 2009

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	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\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2009	17.123	8.357.393	10.503.656	1.186.692.686	5.316.837	53.667.078	1.055.864	1.265.610.637
Movimientos								
Adiciones por desarrollo interno	-	-	-	-	-	805.735	-	805.735
Adiciones	-	922.067	-	201.622.235	394.063	11.036.515	4.987.412	218.962.292
transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en enajenación mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	(1.547.852)	(233.741)	(1.781.593)
Amortización	(1.333)	(24.159)	(346.002)	(94.784.374)	(226.916)	(11.499.590)	(900.038)	(107.782.412)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(3.460)	(62.423)	(1.513.556)	82.055.009	(907.664)	452.281	(391.739)	79.628.448
Otros incrementos (disminuciones)	-	2.593.216	3.647.682	(17.608.877)	2.267.929	(911.087)	690.275	(9.320.862)
Total movimientos	(4.793)	3.428.701	1.788.124	171.283.993	1.527.412	(1.663.998)	4.152.169	180.511.608
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2009	12.330	11.786.094	12.291.780	1.357.976.679	6.844.249	52.003.080	5.208.033	1.446.122.245

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 2010 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2009 M\$	Adiciones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2009 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2010 M\$
Distrilec Inversora S.A.	7.383.186	-	(2.037.713)	5.345.473	(628.562)	4.716.911
Empresa Distribuidora Sur S.A.	6.255.347	-	(1.726.437)	4.528.910	(532.544)	3.996.366
Ampla Energia e Serviços S.A.	231.535.198	-	16.093.387	247.628.585	(7.897.598)	239.730.987
Investluz S.A.	117.678.473	-	8.123.310	125.801.783	(4.012.172)	121.789.611
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	12.291.649	-	(1.543.016)	10.748.633	(212.190)	10.536.443
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	4.556.780	-	(1.266.688)	3.290.092	(386.875)	2.903.217
Southern Cone Power Argentina S.A.	3.779.030	-	(1.045.539)	2.733.491	(321.426)	2.412.065
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	19.586.941	-	(5.410.532)	14.176.409	(1.666.976)	12.509.433
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768	-	1.516.768
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (1)	-	7.083.530	4.14.012	7.497.542	(149.075)	7.348.467
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A (2)	-	43.662.944	(3.146.697)	40.516.247	(2.010.631)	38.505.616
Cachoeira Dourada S.A.	85.140.100	-	6.189.928	91.330.028	(3.426.563)	87.903.465
Edegel S.A.A (2)	553.603	81.370.212	(6.003.555)	75.920.260	(2.989.192)	72.931.068
Emgesa S.A. E.S.P.	5.455.951	-	(686.926)	4.769.025	(95.607)	4.673.418
Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	731.782.459	-	-	731.782.459	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	13.925	-	(1.874)	12.051	(598)	11.453
Total	1.361.283.587	132.116.686	7.951.660	1.501.351.933	(24.330.009)	1.477.021.924

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 2010 y 2009 (ver nota 3 e).

(1) La adición en Empresa de Energía de Cundinamarca se originó en la compra de un 48,997% de su propiedad que realizó DECA en marzo de 2009. DECA es una sociedad controlada conjuntamente por Empresa Eléctrica de Bogotá y nuestra filial Codensa S.A., y en consideración a ello es que los activos y pasivos de DECA son integrados proporcionalmente en los estados financieros de Enersis. (ver Nota 2.4.1 y 5.c)

(2) Las adiciones en Edegel y Edelnor se originaron producto de las adquisiciones, realizadas en octubre de 2009. Tanto Edegel como Edelnor ya venían consolidándose (ver nota 24.6).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	6.751.940.655	6.864.071.242
Construcción en Curso	810.013.619	710.996.813
Terrenos	122.864.336	105.539.626
Edificios	477.500.896	537.134.153
Planta y Equipo	5.242.469.609	5.290.412.998
Equipamiento de Tecnologías de la Información	6.929.468	14.165.508
Instalaciones Fijas y Accesorios	9.513.233	9.551.749
Vehículos de Motor	1.892.193	1.702.512
Otras Propiedades, Planta y Equipo	80.757.301	194.567.883

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	11.520.970.856	11.449.077.029
Construcción en Curso	810.013.619	710.996.813
Terrenos	122.864.336	105.539.626
Edificios	669.526.026	729.774.296
Planta y Equipo	9.723.445.293	9.471.762.740
Equipamiento de Tecnologías de la Información	28.566.533	44.699.294
Instalaciones Fijas y Accesorios	46.408.473	51.720.215
Vehículos de Motor	7.212.430	8.117.546
Otras Propiedades, Planta y Equipo	112.934.146	326.466.499

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(4.769.030.201)	(4.585.005.787)
Edificios	(192.025.130)	(192.640.143)
Planta y Equipo	(4.480.975.684)	(4.181.349.742)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(21.637.065)	(30.533.786)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(36.895.240)	(42.168.466)
Vehículos de Motor	(5.320.237)	(6.415.034)
Otros	(32.176.845)	(131.898.616)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2010 y 2009:

Movimientos año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.290.412.998	14.165.508	9.551.749	1.702.512	194.567.883	6.864.071.242
Adiciones	396.969.270	-	-	-	-	-	-	-	396.969.270
Desapropiaciones	(56.851)	(386.262)	(43.444)	(1.366.863)	(36.068)	(270)	(16.026)	(59.964)	(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)	(3.863.098)	(4.573.105)	(7.257.038)	(957.760)	(1.179.076)	(22.834.942)
Gasto por depreciación	-	-	(17.163.012)	(306.759.286)	(5.642.316)	(3.851.776)	(1.017.273)	(3.606.603)	(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)	(112.716.613)	163.184	(633.677)	(105.158)	(5.798.019)	(162.021.352)
Otros incrementos (decrementos)	(281.890.253)	20.892.516	(13.677.771)	378.102.706	2.852.265	11.704.245	2.285.898	(103.166.920)	17.102.686
Total movimientos	99.016.806	17.324.710	(59.633.257)	(47.943.389)	(7.236.040)	(38.516)	189.681	(113.810.582)	(112.130.587)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	810.013.619	122.864.336	477.500.896	5.242.469.609	6.929.468	9.513.233	1.892.193	80.757.301	6.751.940.655

Movimientos año 2009	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	704.106.532	107.263.181	635.062.398	5.645.814.015	17.959.471	24.495.712	4.152.102	76.938.720	7.215.792.131
Adiciones	614.263.886	-	-	-	-	-	-	-	614.263.886
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	738.560	321.713	162.902	31.858.508	119.254	144.707	25.407	32.580	33.403.631
Desapropiaciones	(5.566.491)	(172.005)	(28.910)	14.737.550	(32.472)	(16.548)	(254.650)	(11.661.348)	(2.994.874)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedidos para la Venta	(2.604.574)	-	(153.130)	(768.227)	(1.445.215)	(7.121.974)	(1.113.818)	(981.469)	(14.188.407)
Gasto por depreciación	-	-	(17.141.091)	(305.897.443)	(5.723.356)	(3.317.429)	(1.144.121)	(13.364.107)	(346.587.547)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (*)	-	-	-	(43.999.600)	-	-	-	-	(43.999.600)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(21.558.720)	(22.245.010)	(80.797.075)	(365.052.553)	(5.358.344)	(12.300.921)	(1.465.393)	(33.890.366)	(542.668.382)
Otros incrementos (decrementos)	(578.382.380)	20.371.747	29.059	313.720.748	8.646.170	7.668.202	1.502.985	177.493.873	(48.949.596)
Total movimientos	6.890.281	(1.723.555)	(97.928.245)	(355.401.017)	(3.793.963)	(14.943.963)	(2.449.590)	117.629.163	(351.720.889)
Saldo final al 31 de diciembre de 2009	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.290.412.998	14.165.508	9.551.749	1.702.512	194.567.883	6.864.071.242

(*) Ver nota 28 pérdida por deterioro.

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. El proyecto de la Central Térmica Quintero, consistente en un ciclo abierto que opera tanto con GNL como con petróleo diesel con una capacidad de 257 MW, fue finalizado y está operando completamente desde septiembre de 2009. El proyecto Ampliación Parque Eólico Canela II de 40 aerogeneradores con una potencia de 60 MW, fue finalizado y está operando desde diciembre de 2009, reforzando el compromiso de Endesa Chile con el medio ambiente a través del desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC).

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 al rededor de 2.216 GWH.

En Perú, se llevó a cabo el proyecto de la Central Térmica de ciclo abierto Santa Rosa con una potencia de 189 MW, la que opera con gas natural de Camisea. El proyecto fue concluido y está operando completamente a partir del mes de septiembre de 2009

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 129.749.447 y M\$ 137.586.941, 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:

	31-12-2010			31-12-2009		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	12.311.927	2.117.942	10.193.985	14.573.470	3.253.227	11.320.243
Entre un año y cinco años	40.900.311	8.856.066	32.044.245	57.745.294	12.162.349	45.582.945
Más de cinco años	32.304.929	3.209.115	29.095.814	48.383.017	7.089.994	41.293.023
Total	85.517.167	14.183.123	71.334.044	120.701.781	22.505.570	98.196.211

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 contratos para financiar el proyecto de conversión de la planta termoeléctrica a ciclo combinado efectuado por la empresa y las Instituciones Financieras Banco de Crédito del Perú y BBVA - Banco Continental. Dichos contratos tienen una duración de 8 años y devengan interés a una tasa anual de Libor + 2,0% y Libor +3,0%, al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente.

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 incluyen M\$ 16.980.825, M\$ 19.969.187 y M\$ 15.312.905, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	13.309.401	14.046.981	14.910.341
Entre un año y cinco años	20.500.145	22.922.219	3.982.855
Más de cinco años	7.954.802	8.952.380	14.376.703
Total	41.764.348	45.921.580	33.269.899

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2010 y 2009 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 205.979.469 y M\$ 334.581.961, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2010 y de 2009, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 305.655.772 y M\$ 462.772.688, 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\$ 395.153. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 13.043.744, 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 está enfocando 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, que está en proceso de formalización, 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.

La compañía, basándose en sus estudios sobre las distintas alternativas de negocio considera que no tendrá problemas en recuperar la totalidad de los activos netos. Se espera que el nuevo modelo de negocios de CIEN comience a operar durante el siguiente ejercicio.

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2010 y 2009 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2009	26.368.681
Adiciones	5.063.418
Desapropiaciones	(2.985.275)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	2.809.044
Saldo al 31 de diciembre de 2009	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 final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2010	33.019.154

(*) Ver nota 28 reverso pérdidas de deterioro.

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2010, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 34.099.993 (M\$ 34.921.883 en 2009).

El precio de venta de los inmuebles vendidos en los ejercicios 2010 y 2009 son M\$ 8.015.891 y M\$7.369.162, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los ejercicios 2010, 2009 y 2008 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 2010 y 2009 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	124.814.250	112.732.337	474.063.238	511.370.845
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	8.292.149	8.226.527
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	9.031.226	7.805.157	26.142.262	27.169.053
Impuestos diferidos relativos a provisiones	130.298.290	143.783.859	7.494.432	5.799.412
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	46.746.028	29.199.072	1.155.119	2.919.974
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	38.073.254	27.080.973	3.674.593	1.391.382
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	39.794.055	34.574.100	4.324.798	293.219
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	36.399.383	64.935.086	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	27.477.878	34.785.937	30.776.987	15.878.885
Total Impuestos Diferidos	452.634.364	454.896.521	555.923.578	573.049.297

- b) Los movimientos de los rubros de "Impuestos diferidos" del estado de situación consolidado en el ejercicio 2010 y 2009 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2009	511.300.668	635.013.331
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(41.820.393)	(20.683.609)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	6.628.427	9.440.909
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(16.112.600)	(47.324.914)
Otros incrementos (decrementos)	(5.099.581)	(3.396.420)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	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

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 2010 y 2009, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 16.551.349 y M\$ 24.643.223, respectivamente. Las pérdidas tributarias asociadas a los montos antes descritos no tienen fecha de expiración.

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 2010 asciende a M\$ 1.995.679.814 (M\$ 931.081.512 en 2009).

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	2007-2010
Argentina	2006-2010
Brasil	2006-2010
Colombia	2008-2010
Perú	2007-2010

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 2010			31 de diciembre de 2009			31 de diciembre de 2008		
	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	(179)	31	(148)	61.031	(10.528)	50.503	436	(3)	433
Cobertura de Flujo de Caja	30.911.303	(5.301.050)	25.610.253	192.801.868	(33.917.966)	158.883.702	(301.007.749)	46.849.978	(254.157.771)
Ajustes por conversión	(138.554.045)	-	(138.554.045)	(246.854.966)	-	(246.854.966)	191.370.521	-	191.370.521
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	(48.495.375)	16.515.279	(31.980.096)	(15.599.453)	1.369.374	(14.230.079)	(34.060.925)	11.439.369	(22.621.556)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(156.138.296)	11.214.260	(144.924.036)	(69.591.710)	(32.559.120)	(102.150.830)	(143.697.717)	58.289.344	(85.408.373)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2010		31 de diciembre de 2009	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	652.979.492	2.763.822.330	718.111.432	3.313.724.298
Instrumentos derivados de cobertura (*)	10.002.909	240.113.443	8.441.901	206.931.247
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	-	-	420.822	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	1.967.333	11.020.674	1.778.071	12.788.275
Otros pasivos financieros	648.284	-	275.969	-
	665.598.018	3.014.956.447	729.028.195	3.533.443.820

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

- Préstamos que devengan intereses.

18.1 El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 31 de diciembre de 2010		Saldo al 31 de diciembre de 2009	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que Devengan Intereses	652.979.492	2.763.822.330	718.111.432	3.313.724.298
Préstamos bancarios	244.503.010	566.764.624	345.447.781	832.837.904
Obligaciones no garantizadas	281.652.334	2.039.070.748	230.892.915	2.277.447.381
Obligaciones garantizadas	9.522.288	17.703.710	11.023.415	28.559.670
Arrendamiento financiero	10.193.985	61.140.059	11.320.243	86.875.968
Otros préstamos	107.107.875	79.143.189	119.427.078	88.003.375
Total	652.979.492	2.763.822.330	718.111.432	3.313.724.298

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	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\$	2,75%	Sin Garantía	381.532	18.915.156	19.296.688	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	262.048	9.294.804	9.556.852	15.760.620	13.466.382	10.628.347	39.855.349
Brasil	Real	10,17%	Sin Garantía	20.644.352	117.348.246	137.992.598	210.069.710	31.928.737	9.066.992	251.065.439
Total				43.971.883	200.531.127	244.503.010	303.051.447	222.356.512	41.356.665	566.764.624

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 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\$	2,22%	Sin Garantía	370.984	163.384.485	163.755.469	104.732.133	103.684.532	829.651	209.246.316
Perú	US\$	5,12%	Sin Garantía	11.446.321	6.188.337	17.634.658	13.297.208	11.561.913	-	24.859.121
Perú	Soles	4,38%	Sin Garantía	8.715.418	-	8.715.418	42.167.699	-	-	42.167.699
Argentina	US\$	8,70%	Sin Garantía	8.324.583	13.621.109	21.945.692	36.113.536	-	-	36.113.536
Argentina	\$ Arg	15,94%	Sin Garantía	3.963.387	6.873.342	10.836.729	18.960.874	-	-	18.960.874
Colombia	\$ Col	12,92%	Sin Garantía	744.192	9.592.842	10.337.034	-	75.661.785	-	75.661.785
Brasil	US\$	6,04%	Sin Garantía	2.111.064	4.375.237	6.486.301	11.827.324	23.742.212	18.359.821	53.929.357
Brasil	Real	11,21%	Sin Garantía	194.837	105.541.643	105.736.480	196.029.381	175.869.835	-	371.899.216
Total				35.870.786	309.576.995	345.447.781	423.128.155	390.520.277	19.189.472	832.837.904

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 844.554.823 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 1.307.770.461.

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones No Garantizadas** al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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 31/12/2010 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	U.F.	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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,88%	Sin Garantía	15.916.932	6.782.703	22.699.635	-	374.659.229	396.512.189	771.171.418
Chile	CH\$	5,01%	Sin Garantía	1.081.503	8.843.672	9.925.175	9.968.809	10.597.098	414.087.715	434.653.622
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	-	789.504	789.504	4.056.799	10.795.915	28.443.379	43.296.093
Perú	Soles	7,23%	Sin Garantía	7.806.462	314.504	8.120.966	40.135.949	72.592.833	43.870.894	156.599.676
Argentina	\$ Arg	11,75%	Sin Garantía	-	8.807.528	8.807.528	13.211.293	-	-	13.211.293
Colombia	\$ Col	9,94%	Sin Garantía	1.446.813	130.251.384	131.698.197	57.977.534	101.954.329	447.119.273	607.051.136
Brasil	Real	12,94%	Sin Garantía	-	48.851.910	48.851.910	154.419.099	97.045.044	-	251.464.143
Total				26.251.710	204.641.205	230.892.915	279.769.483	667.644.448	1.330.033.450	2.277.447.381

18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones Garantizadas** al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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 31/12/2010 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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2009 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2009 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\$	6,06%	Con Garantía	-	72.618	72.618	10.141.998	-	-	10.141.998
Perú	Soles	6,28%	Con Garantía	-	10.950.797	10.950.797	9.647.352	8.770.320	-	18.417.672
Total				-	11.023.415	11.023.415	19.789.350	8.770.320	-	28.559.670

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$ 2.753.493.822 y al 31 de diciembre de 2009 a M\$ 2.957.767.022.

- 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	12-2010							12-2009					
								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	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	87.509.100-1	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	-	881.720	881.720	3.004.174	2.342.336	12.408.341	17.754.851	897.056	897.056	3.056.426	2.383.077	14.753.667	20.193.170
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,03%	1.877.853	5.562.774	7.440.627	12.096.296	11.246.668	16.687.463	40.030.427	8.485.635	8.485.635	28.873.973	9.844.821	24.156.332	62.875.126
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-1	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	-	249.450	249.450	-	-	-	-	249.240	249.240	270.538	-	-	270.538
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,30%	448.208	713.588	1.161.796	2.406.791	-	-	2.406.791	1.204.165	1.204.165	941.406	-	-	941.406
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	-	460.392	460.392	947.990	-	-	947.990	484.147	484.147	1.574.946	-	-	1.574.946
Extranjera	Synapsis Brasil Ltda.	Brasil	Extranjera	Leasing - IBM	Brasil	Real	10,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.020.782	-	-	1.020.782
Totales Leasing								2.326.061	7.867.924	10.193.985	18.455.251	13.589.004	29.095.804	61.140.059	11.320.243	11.320.243	35.738.071	12.227.898	38.909.999	86.875.968

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	12-2010							12-2009					
								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	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%	17.408.628	8.223.739	25.632.367	-	37.523.997	-	37.523.997	11.158.204	11.158.204	8.788.901	7.591.100	-	16.380.001
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-	-	12.332.589	-	12.332.589	11.158.205	11.158.205	22.261.205	19.227.325	-	41.488.530
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	N/A	1.542.295	1.517.680	3.059.975	1.011.826	-	-	1.011.826	7.414.204	7.414.204	3.002.567	-	-	3.002.567
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	1,58%	-	894	894	-	-	-	-	1.661	1.661	-	-	-	-
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	792.809	-	-	792.809	-	-	894.018	-	-	894.018
96.827.970-4	Endesa Eco S.A.	Chile	96.601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	-	-	-	-	12.395.250	-	12.395.250	-	-	11.953.000	-	-	11.953.000
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	821	821	-	-	-	-	32	32	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	1.180	1.180	-	-	-	-	115.477	115.477	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Eletróbras	Brasil	Real	7,75%	96.367	410.814	507.181	1.190.260	1.190.260	1.775.735	4.156.255	-	-	-	-	4.822.575	4.822.575
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	Real	10,95%	8.353.041	17.646.086	25.999.127	10.399.296	531.167	-	10.930.463	597.908	597.908	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	10,13%	-	-	-	-	-	-	-	33.543.177	33.543.177	9.462.684	-	-	9.462.684
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	N/A	-	51.906.330	51.906.330	-	-	-	-	55.438.210	55.438.210	-	-	-	-
Totales Otros								27.400.331	79.707.544	107.107.875	13.394.191	63.973.263	1.775.735	79.143.189	119.427.078	119.427.078	56.362.375	26.818.425	4.822.575	88.003.375

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 2010, M\$ 679.999.810 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 2009 dicho monto ascendía a M\$ 964.291.218.

El movimiento durante los ejercicios 2010, 2009 y 2008 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	60.346.205	(61.905.837)	128.332.092
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	15.654.909	126.579.938	(179.193.798)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(8.252.587)	(4.327.896)	(11.044.131)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	67.748.527	60.346.205	(61.905.837)

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 242.750.000 y M\$ 253.550.000, 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 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 de Enersis o Chilectra o Endesa Chile. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, que expira en julio de 2011, estipula que se puede originar un cross default por causal de un pago en mora, ya sea de intereses o capital, sea éste de Endesa Chile o de sus “Relevant Subsidiaries”. Estos dos préstamos sindicados no tienen desembolsos a esta fecha. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley 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 exigirlos los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis y Endesa Chile.

Los bonos locales de Enersis y Endesa Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor; 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 2010 y al 31 de diciembre de 2009, 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. POLÍTICA 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 destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de Enersis.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados por las entidades internas que correspondan.
- 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 51% al 31 de diciembre de 2010.

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:

	31-12-2010	31-12-2009
	%	%
Tasa de interés fijo	51%	35%
Tasa de interés protegida	0%	1%
Tasa de interés variable	49%	64%
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.

La compañía no ha realizado transacciones de instrumentos derivados de commodities para manejar las fluctuaciones de los combustibles, sin embargo, está permanentemente analizando y verificando la conveniencia de este tipo de cobertura, por lo cual no se puede descartar que en el futuro haga uso de este tipo de herramientas.

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.

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 2010, el Grupo presenta 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. Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$1.134.900.821 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 253.550.000 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 90% 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 Monte-Carlo. 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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Tipo de interés	38.847.459	29.778.643
Tipo de cambio	539.575	3.860.371
Correlación	(2.695.024)	(7.740.115)
Total	36.692.010	25.898.899

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los años 2010 y 2009 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	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 de patrimonio	-	-	-	-	-	-
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	323.260.049	-	-
Total No Corriente	91.262	-	29.461.230	323.260.049	2.511.197	27.212.944
Total	108.813	-	37.196.670	1.381.829.896	2.511.197	27.277.462

	31 de diciembre de 2009					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	1.536.149	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.160.980.832	-	-
Total Corriente	1.536.149	-	-	1.160.980.832	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.512.716	-
Instrumentos derivados	732.253	-	-	-	-	2.238.039
Otros activos de carácter financiero	-	-	24.548.711	195.442.451	-	-
Total No Corriente	732.253	-	24.548.711	195.442.451	2.512.716	2.238.039
Total	2.268.402	-	24.548.711	1.356.423.283	2.512.716	2.238.039

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, es el siguiente:

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

31 de diciembre de 2009				
	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	6.582.907	-	711.528.525	-
Instrumentos derivados	420.822	-	-	8.441.901
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.093.916.171	-
Total Corriente	7.003.729	-	1.805.444.696	8.441.901
Préstamos que devengan interés	22.673.861	11.953.000	3.279.097.437	-
Instrumentos derivados	-	-	-	206.931.247
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	85.254.349	-
Total No Corriente	22.673.861	11.953.000	3.364.351.786	206.931.247
Total	29.677.590	11.953.000	5.169.796.482	215.373.148

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 2010 y 2009, 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 2010				31 de diciembre de 2009			
	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:	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura flujos de caja	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454	-	2.157.177	1.122.388	3.328.432
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	-	25.387.885	9.340.943	235.234.989	-	80.862	7.319.513	203.602.815
Cobertura de flujos de caja	-	25.387.885	3.867.323	229.257.717	-	80.862	2.537.129	196.123.295
Cobertura de valor razonable	-	-	5.473.620	5.977.272	-	-	4.782.384	7.479.520
TOTAL	64.518	27.212.944	10.002.909	240.113.443	-	2.238.039	8.441.901	206.931.247

- 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 31-12-2010	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2009	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(3.715.361)	(3.225.872)	Flujo de caja
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	1.617.247	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(509.567)	80.862	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(11.450.892)	(12.261.904)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(207.163.070)	(198.660.424)	Flujo de caja
COLLAR	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	-	(685.018)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del ejercicio de 2010, 2009 y 2008 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 2010		31 de diciembre de 2009		31 de diciembre de 2008	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	3.788.165	-	-	9.435.859	-	4.329.485
Partida subyacente	-	6.749.098	7.893.882	-	4.948.720	-
TOTAL	3.788.165	6.749.098	7.893.882	9.435.859	4.948.720	4.329.485

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

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 2010				31 de diciembre de 2009			
	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	17.551	-	91.262	-	1.536.089	420.822	732.253	-

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 2010 y 2009, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 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

Derivados financieros	31 de diciembre 2009							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	(2.293.643)	39.094.718	26.127.883	26.392.796	3.187.503	117.499.266	1.563.664	213.865.830
Cobertura de flujos de caja	(2.293.643)	39.094.718	26.127.883	26.392.796	3.187.503	117.499.266	1.563.664	213.865.830
Cobertura de tipo de cambio:	(210.841.466)	6.791.682	6.431.553	11.188.708	1.857.687	268.355.058	200.498.983	495.123.671
Cobertura de flujos de caja	(198.579.562)	-	-	5.071.000	-	266.364.546	198.366.150	469.801.696
Cobertura de valor razonable	(12.261.904)	6.791.682	6.431.553	6.117.708	1.857.687	1.990.512	2.132.833	25.321.975
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.847.520	91.970.309	31.945.255	-	-	-	-	123.915.564
TOTAL	(211.287.589)	137.856.709	64.504.691	37.581.504	5.045.190	385.854.324	202.062.647	832.905.065

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 2010 y 2009:

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 de Cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
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	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-
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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2009 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	2.238.039	-	2.238.039	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.268.342	-	2.268.342	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	88.838	88.838	-	-
Total	4.595.219	88.838	4.506.381	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	203.111.244	-	203.111.244	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	12.261.904	-	12.261.904	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	420.822	-	420.822	-
Otros pasivos financieros corto plazo	6.582.907	-	6.582.907	-
Otros pasivos financieros largo plazo	34.626.861	-	22.673.861	11.953.000
Total	257.003.738	-	245.050.738	11.953.000

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 2008	2.429.372
Pérdida imputada en resultado financiero	9.523.628
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

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Acreedores comerciales	305.079.295	341.167.159	4.477.313	-
Otras cuentas por pagar	919.410.703	638.739.193	32.759.399	68.909.402
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.224.489.998	979.906.352	37.236.712	68.909.402

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	Uno a cinco años	
			31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Proveedores por compra de energía	417.786.845	326.840.301	5.565.832	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	110.816.084	69.218.546	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	385.380.841	380.805.716	13.410.089	12.945.147
Dividendos por pagar a terceros	154.811.729	116.022.795	-	-
Multas y reclamaciones	53.729.963	42.549.570	-	-
Pesquisas y desarrollo	33.202.794	10.815.336	1.895.349	7.427.918
Cuentas por pagar instituciones fiscales	32.851.967	13.726.011	11.216.940	23.292.682
Contrato Mitsubishi (LTSA)	3.397.620	-	3.288.535	7.361.867
Obligaciones programas sociales	1.122.119	-	-	5.348.256
Otras cuentas por pagar	31.390.036	19.928.077	1.859.967	12.533.532
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.224.489.998	979.906.352	37.236.712	68.909.402

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 2010 y 2009 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión por garantía	-	-	2.821.692	2.875.372
Provisión de reclamaciones legales	44.903.128	23.013.945	209.740.117	235.390.414
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	10.779.096	10.234.267
Provisión compra de energía y potencia	4.318.563	20.226.885	-	-
Provisión proveedores y servicios	26.183.409	9.716.326	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	31.935.562	33.739.527	1.201.357	1.128.270
Otras provisiones	8.108.574	13.327.772	980.067	658.589
Total	115.449.236	100.024.455	225.522.329	250.286.912

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
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

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	9.259.434	190.451.554	2.319.202	120.461.202	322.491.392
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	906.083	83.456.936	8.145.666	6.800.178	99.308.863
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(360.598)	16.068.663	(64.827)	5.428.891	21.072.129
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	-	(204.714)	-	(2.728.637)	(2.933.351)
Provisión Utilizada	-	(18.558.588)	-	(19.728.719)	(38.287.307)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(18.722.980)	-	(30.725.462)	(49.448.442)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	26.940	91.233	37.887	156.060
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	151.197	7.869.827	(257.007)	(7.603.706)	160.311
Otro Incremento (Decremento)	(7.080.744)	(1.983.279)	-	6.855.735	(2.208.288)
Total Movimientos en Provisiones	(6.384.062)	67.952.805	7.915.065	(41.663.833)	27.819.975
Saldo Final al 31 de diciembre de 2009	2.875.372	258.404.359	10.234.267	78.797.369	350.311.367

22.2 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados intermedios, 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. El proceso fue suspendido en una etapa en la cual el Tribunal debía notificar a las partes su laudo sobre la cuestión de jurisdicción planteada por la República Argentina. La actual suspensión es consecuencia de varias extensiones solicitadas por las demandantes. Así, con fecha 6 de agosto de 2009 el Tribunal solicitó a las partes que informen sobre la situación del proceso de negociación, de conformidad con el Acta Acuerdo. El día 12 de agosto de 2009 las demandantes dieron respuesta al requerimiento y solicitaron la extensión de la suspensión del arbitraje por un plazo de 12 meses a contar desde dicha presentación. La República Argentina indicó que no se oponía a la extensión del plazo de la suspensión solicitado por las demandantes. Con fecha 25 de agosto de 2009 se recibió comunicación del Tribunal Arbitral en la que se acordó mantener la suspensión del procedimiento arbitral hasta el 12 de agosto de 2010. 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. En efecto, mediante comunicación de fecha 30 de septiembre de 2010, el tribunal efectuó la solicitud referida, a lo que los demandantes contestaron solicitando nueva extensión del plazo de suspensión, por doce meses. 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.

El pasado 15 de octubre de 2010, el árbitro Robert Volterra envió su renuncia al cargo, la cual fue admitida por los otros dos árbitros. 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, el 10 de noviembre de 2010 las demandantes solicitaron suspender el procedimiento también en lo que se refiere a la designación del árbitro sustituto de Robert Volterra, a lo que la República Argentina dio su conformidad.

2.- Meridional Servicios, Emprendimientos y Participaciones (“Meridional”) es una empresa cuyo único activo son los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (“CELF”). El contrato fue rescindido por CELF con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. La cuantía se estima en US\$ 430,31 millones. La sentencia de primera instancia fue favorable a Ampla, y apelada por el demandante, apelación que fue acogida. Ampla interpuso nuevos recursos (Embargos de Declaración) con el objetivo de anular la decisión de los recursos anteriores y obtener un nuevo juicio. Estos nuevos recursos fueron fallados el 2 de junio de 2009 favorablemente a Ampla, anulando las decisiones del proceso a partir del 4 de abril de 2009. Por resoluciones de fechas 1 y 15 de diciembre de 2009, la sentencia de apelación que había acogido el recurso de Meridional fue reformada, manteniéndose la sentencia de primera instancia favorable a Ampla y al Estado de Rio de Janeiro. Contra dicha decisión, Meridional interpuso recurso denominado Embargo de Declaração, el cual fue juzgado improcedente el 23 de febrero de 2010. En mayo de 2010, Meridional presentó nuevos recursos (embargos de declaração) contra el referido acuerdo, los que fueron declarados inadmisibles y se advirtió a Meridional que la interposición de nuevos recursos sin fundamento daría motivo a la aplicación de multa. El 28 de mayo de 2010 Meridional presentó un nuevo recurso (agravo interno) el cual fue denegado el 08 de junio de 2010, por unanimidad y se le aplicó una multa a Meridional fijada en un 1% sobre el valor actualizado de la causa, ya que el recurso no tiene fundamento y acarrea el atraso del juicio. En el mes de julio de 2010 se presentaron nuevas solicitudes (embargos de declaração) por Meridional, que no se reconocieron. Contra dicha decisión Meridional interpuso recurso (agravo regimental). El 30 de agosto de 2010 el Relator decidió no admitir el agravo regimental, y determinó que el recurso se retire del proceso, además de determinar que la secretaría del tribunal no promueva la admisión de nuevas peticiones de Meridional, así como que sea certificado el trânsito em julgado. En base a esta decisión, el 13 de septiembre de 2010 Meridional entabló nuevo recurso denominado mandado de segurança.

3.- En el año 2002, la filial brasilera de distribución Ampla y Enertrade Comercializadora de Energía S.A. (“Enertrade”) firmaron un contrato de compraventa de energía eléctrica a 20 años, con vigencia a partir del 31 de diciembre de 2002. Dicho contrato fue remitido a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“ANEEL”) para su evaluación y consecuente homologación y señaló que el precio de la energía debía ser menor. En razón de esa decisión, Ampla pagó por ese contrato el valor autorizado por ANEEL. En diciembre de 2005 Enertrade demandó arbitrariamente a Ampla ante la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas/RJ. El 19 de marzo de 2009 el Tribunal Arbitral dictó sentencia condenando a Ampla a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 1.º de enero de 2004 a 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%. Además, el Tribunal falló que el contrato está terminado desde el 28 de agosto de 2006 y que Ampla nada debe a Enertrade después de esa fecha. Ampla presentó acción anulatoria contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de “anticipación de tutela”, para que sea 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. La cuantía se estima en

US\$41,3 millones. En mayo de 2009 se otorgó la “anticipación de tutela”, suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. El 30 de junio de 2009 se rechazó el recurso de Enertrade contra esa decisión, confirmándose dicha suspensión. El 9 de julio de 2009 se rechazó el pedido de efecto suspensivo solicitado por Enertrade en el recurso (agravo de instrumento). El 20 de julio de 2009 Enertrade presentó otro recurso (agravo regimental) contra la decisión que rechazó el pedido de efecto suspensivo antes solicitado. El 25 de agosto de 2009 se rechazó el recurso (agravo de regimental) presentado por Enertrade. Ampla presentó su réplica y adjuntó la sentencia de primera instancia dictada en los autos del “mandado de seguridad” de Enertrade v/s ANEEL (el 07 de julio 2009 se dictó sentencia de primera instancia, rechazándose la pretensión de ENERTRADE). El 2 de septiembre de 2009 se despachó oficio a la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica) acerca de la “anticipación de tutela”, para que sea suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente la acción anulatoria. El 28 de septiembre 2009 quedó ejecutoriada la sentencia pronunciada en el litigio de Enertrade contra ANEEL, sentencia que reconoció la obligatoriedad para las partes de la adición al contrato de las condiciones impuestas por ANEEL (la reducción del precio). El 11 de noviembre de 2009 las partes protocolizaron una petición conjunta requiriendo la suspensión del procedimiento por 30 días y en diciembre solicitaron la renovación de dicha suspensión. El 17 de marzo 2010 fue requerida por las partes la prosecución de la acción anulatoria, ya que no fue posible un acuerdo global. El 2 de junio de 2010 se juzgó el recurso (Agravo de Instrumento) interpuesto por Enertrade con resultado favorable para Ampla manteniéndose la liminar.. La Aneel había aprobado el convenio (“Termo Aditivo”) celebrado entre Ampla y Enertrade para regularización del Contrato de Compra y Venta de Energía, objeto del arbitraje. La Jueza de primera instancia, había convocado a audiencia de conciliación para el día 13 de septiembre de 2010. El 2 de agosto de 2010 Enertrade presentó nuevo recurso Embargos de Declaração al Tribunal de Justiça para continuar intentando dejar sin efecto la liminar. El 26 de agosto de 2010 el Tribunal de Justiça confirmó nuevamente la liminar a favor de Ampla. Sin embargo, Enertrade puede presentar recursos ante los Tribunales Superiores en Brasilia. El 10 de septiembre de 2010 Ampla y Enertrade requirieron nueva suspensión del proceso durante 90 días para retomar las negociaciones y llevar a cabo el acuerdo. El Tribunal aplazó, sin fecha definida, la audiencia de conciliación anteriormente fijada para el 13 de septiembre de 2010.

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demanda 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. La cuantía se estima en aproximadamente US\$45,7 millones aprox. El litigio se acumuló a otros seis procesos cuyo fundamento sería la interrupción del suministro de energía, y se encuentra en fase de discusión y prueba. .El 21 de junio de 2010 se publicó decisión del juez requiriendo a las partes y sus asistentes técnicos para que se manifiesten sobre el laudo pericial, habiendo sido concedido el plazo de 30 (treinta) días para esa manifestación. El laudo pericial fue desfavorable en parte para Ampla. Así pues, el 27 de agosto de 2010 Ampla presentó impugnação a dicho laudo mostrando al juez las diversas contradicciones del perito, y requiriendo la nulidad de la pericia o la intimación del perito para responder a los cuestionamientos presentados por los asistentes técnicos de la Compañía.

5.- El 26 de octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energia). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente U\$ 70.880.000- 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. El 27 de 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. El 09 de abril de 2010 CIEN presentó al Tribunal escrito de manifestación respecto de la réplica presentada por Tractebel. El proceso está en primera instancia y en fase de instrucción. El 1 de septiembre de 2010 el proceso se envió al juez para que decida si va a conceder el despacho saneador (término de la fase de alegaciones de las partes e inicio de la fase de pericia/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 N°12.399, para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado el 5 de 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\$520.280.659 (US\$313,42 millones) 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. CIEN presentó contestação el 28 de julio de 2010. Furnas presentó su réplica el 26 de agosto de 2010. El 4 de octubre de 2010 el juez declaró que se pasase a la “fase de pruebas”. Esta decisión fue publicada el 18 de octubre de 2010. El 25 de octubre de 2010 CIEN propuso al tribunal la producción de la denominada prueba documental suplementaria, sin que sea necesario en ese momento precisar qué documentos van a ser presentados, lo que queda para una fase posterior del proceso..

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 81,42%. 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 tiene por finalidad que el Recurso Especial sea acogido. Se encuentra pendiente el fallo de ambos recursos. La cuantía asciende a US\$95,63 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 refinar 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. La cuantía asciende a US\$430,35 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 octubre de 2004 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\$97,67 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 por R\$56 millones (US\$35,72 millones, actualizado a julio/2009). Por su parte, para evitar la caducidad de los impuestos, la Receita Federal levantó Acta con exigibilidad del tributo suspendida hasta que se resuelva el juicio pendiente contra la Unión Federal: Respecto del pleito contra la Unión Federal, en septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo Electrónico 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 Hacienda. La decisión del tribunal de segunda instancia, que cuadró los equipos de CGTF en el concepto fiscal de grupo electrónico, 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 Hacienda Pública 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 Hacienda. En marzo de 2010 la Hacienda presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia). En la vía administrativa, respecto del Acta de la Receita Federal que fue reclamada en febrero de 2006, la decisión de primera instancia administrativa fue en favor de CGTF, siendo el Acta declarada nula. La decisión está basada en que el Acta fue levantada sin observar los requisitos y formalidades jurídicos debidos; es decir, no hubo una decisión sobre el tema de fondo. De ello resulta que en tesis la Receita Federal podrá levantar otra Acta que cumpla con los requisitos formales, para lo cual no existe plazo. En octubre de 2008 el Consejo de Contribuyentes, segunda instancia Administrativa, confirmó íntegramente la decisión de primera instancia que juzgó nula el Acta de la Receita Federal por adolecer de vicios formales. En abril de 2009 la decisión que juzgó nula el Acta por vicios formales quedó firme y definitiva, por lo que el Acta se encuentra extinta. Se encuentra pendiente resolución de recurso especial interpuesto por la Hacienda Pública al Superior Tribunal de Justicia de Brasilia. La cuantía asciende a US\$43,92 millones.

11.- En el ejercicio 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 fundada 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.

12.- Existen cinco procesos judiciales iniciados en los años 2008 y 2009 en contra de PANGUE S.A., filial de ENDESA CHILE, los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangue, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. PANGUE S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales y actualmente uno de ellos se encuentra próximo a dictarse sentencia y dos de ellos en etapa de prueba. En otro de estos juicios se dictó fallo favorable a la PANGUE S.A. y a la presente fecha existen recursos pendientes interpuestos por la parte la demandante ante la Corte de Apelaciones respectiva. El proceso restante terminó por haberse acogido el abandono de procedimiento pedido por PANGUE. La cuantía de estos cuatro procesos que continúan vigentes asciende en conjunto a \$17.718.704.000 (US\$ 37,86 millones). El juicio terminado tenía una cuantía de \$1.916.465.798 (US\$4 millones) y no estaba cubierto en cuanto a su riesgo patrimonial por una compañía de seguros. Cabe señalar que los cuatro procesos vigentes si 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 4 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. En uno de estos juicios, la demanda se interpuso igualmente en contra del Ministerio de Obras Públicas (MOP). Sin embargo, en el mes de noviembre de 2010, la demandante se desistió de la demanda en contra de Endesa, continuando el proceso en contra del MOP. En los demás juicios, se encuentra dictado el auto de prueba. 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\$ 31,21 millones). El juicio terminado en contra de Endesa por desistimiento de la demandante tenía una cuantía ascendente a \$33.751.490.114 (US\$72,11). 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 a su estado procesal el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A se encuentra terminado el periodo de discusión y en la causa de Transportes Silva y Silva Ltda. se contestó la demanda. Estos juicios tienen cuantía indeterminada.

15.- 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\$1.547,72 millones. Emgesa S.A. ESP. solicitó la vinculación de aproximadamente 80 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. Con posterioridad de 2010 se reasigna ponente por reparto general de los procesos que cursan en la sección tercera del Consejo de Estado y, entre los nueve magistrados que hoy la integran de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1285, le correspondió a la Magistrada Olga Valle de la Hoz.

16.- 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 apelación ante 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\$45,43 millones.

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.I.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) 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 2010 y 31 de diciembre de 2009, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Obligaciones post empleo corriente	5.450.382	4.915.167
Obligaciones post empleo no corriente	215.818.975	182.688.990
Total Pasivo	221.269.357	187.604.157
(-) Superávit de los activos afectos al plan (*)	(3.352.698)	-
Total Obligaciones Post Empleo, neto	217.916.659	187.604.157

(*) 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	
	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	554.990.745	510.334.175
(-) Plan de activos (*)	(377.239.859)	(362.690.337)
Total	177.750.886	147.643.838
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	31.425.234	31.876.650
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	11.527.032	10.233.447
Transferencia a grupos mantenidos para la venta (***)	(2.786.493)	(2.149.778)
Total Obligaciones Post Empleo, neto	217.916.659	187.604.157

(*) 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. Para el reconocimiento contable de este requerimiento mínimo, de acuerdo a CINIIF 14, la administración estima que retornará sólo un 26,75%.

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

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	443.320.261
Costo del servicio corriente	5.138.692
Costo por intereses	51.679.594
(Ganancias) pérdidas actuariales	35.705.096
Diferencia de conversión de moneda extranjera	11.423.745
Contribuciones pagadas	(44.397.635)
Combinaciones de negocios (*)	7.464.422
Saldo al 31 de diciembre de 2009	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 final al 31 de diciembre de 2010	554.990.745

(*) Saldo proveniente de la combinación de negocios producida con fechas 25 de febrero 2009. (Ver nota 14.(1)).

Al 31 de diciembre de 2010, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,4% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (7,1% a 31 de diciembre de 2009), en un 79,1% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (76,3% a 31 de diciembre de 2009), en un 14,1% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (16,2% a 31 de diciembre 2009) y el 0,4% restante con compromisos de prestación definida otorgados por una filial argentina (0,4% a 31 de diciembre de 2009)

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 2009	(264.762.082)
Rendimiento esperado	(32.050.585)
(Ganancia) pérdida actuarial	(60.896.738)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(21.040.531)
Aportaciones	(15.488.990)
Contribuciones pagadas	31.548.589
Saldo al 31 de diciembre de 2009	(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 final al 31 de diciembre de 2010	(377.239.859)

	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Acciones	7.526.454	8.448.047
Inmuebles	2.044.062	1.722.538
Total	9.570.516	10.170.585

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

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

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	65.913.747	18%	67.097.712	19%
Activos de renta fija	283.356.040	75%	264.763.946	73%
Inversiones inmobiliarias	23.748.294	6%	25.388.324	7%
Otros	4.221.778	1%	5.440.355	1%
Total	377.239.859	100%	362.690.337	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 al 31 de diciembre de 2010 y 2009 fue en promedio de 12,90 y 19,77% respectivamente.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.455.159	5.138.692	4.072.922
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	52.703.379	51.679.594	47.749.152
Rendimiento esperado de activos del plan	(41.253.550)	(32.050.585)	(33.741.755)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	15.904.988	24.767.701	18.080.319
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	48.495.375	15.599.453	34.060.925
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	64.400.363	40.367.154	52.141.244

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 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,50%	10,80% / 11,50%	9,52%	11,59%	16,80%	13,94%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	12,90% / 13,41%	11,28% / 13,02%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	4,50%	5,77% / 6,59%	4,51%	6,48%	11,30%	8,00%
Tablas de mortalidad	RV-2004 / RV-85	RV-2004 / RV-85	AT 2000	AT-83/AT-49	RV 08	ISS 1980-1989	CSO 1980	CSO 1980

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2010, 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\$48.202.624 (M\$40.456.334 al 31 de diciembre de 2009) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$56.462.882 (M\$47.466.911 al 31 de diciembre de 2009) en caso de una baja de la tasa

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos 12 meses asciende a M\$ 5.450.382.

- 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 2010 han ascendido a M\$ 1.382.818 (M\$ 2.132.317 a diciembre 2009 y M\$ 1.697.800 a diciembre 2008).

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 2010 y 31 de diciembre de 2009 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 2010 y 31 de diciembre de 2009.

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 25 de marzo de 2009, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, la distribución de un dividendo definitivo cuyo monto sea equivalente al 35,27% de las utilidades líquidas correspondientes al ejercicio 2008, esto es \$6,1 por acción.

La propuesta anterior modificó la Política de Dividendos correspondiente al ejercicio 2008, que consideraba una proposición de reparto de un dividendo definitivo por un monto equivalente al 70% de las utilidades líquidas, lo cual fue informado como Hecho Esencial con fecha 25 de marzo de 2009.

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.

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 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

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 2010, 2009 y 2008 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Distrilec Inversora S.A.	(31.997.882)	(25.140.985)	(3.123.655)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(39.533.598)	(30.917.314)	(3.519.749)
Ampla Energía E Serviços S.A.	131.368.333	145.683.499	115.076.940
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	2.457.495	3.558.280	1.445.939
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	6.372.677	8.666.552	28.716.101
Inversiones Distrilima S.A.	(8.023.006)	(3.620.410)	10.412.874
Investluz S.A.	3.645.236	3.681.834	3.644.801
Endesa Brasil S.A.	32.580.194	55.686.633	14.166.519
Central Costanera S.A.	(7.112.768)	(3.495.910)	(4.619.633)
Endesa Argentina S.A.	286.480	286.480	9.403.155
Gas Atacama S.A.	(2.013.576)	2.261.348	13.277.982
Emgesa S.A. E.S.P.	38.858.582	40.494.477	62.314.686
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	(10.306.187)	(7.744.971)	(677.259)
Generandes Perú S.A.	766.900	9.417.649	31.521.222
Grupo Synapsis	(1.148.937)	(339.801)	2.370.640
Grupo CAM	(2.087.946)	(1.259.460)	3.423.263
Otros	(833.107)	(244.691)	125.785
TOTAL	113.278.890	196.973.210	283.959.611

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 2010 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$ 1.021.823.880, M\$ 99.763.921, M\$ 390.800.750, M\$ 48.782.665 y M\$ 68.032.153, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	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)

	Saldo al 1 de enero de 2008 M\$	Movimiento 2008 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2008 M\$
Diferencias de cambio por conversión	199.615.814	84.343.797	283.959.611
Coberturas de flujo de caja	(44.390.168)	(232.377.439)	(276.767.607)
Activos financieros disponibles para la venta	9.108	457	9.565
Otras reservas varias	(841.137.396)	(449.962.502)	(1.291.099.898)
TOTAL	(685.902.642)	(597.995.687)	(1.283.898.329)

- **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 2.5.3) 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 el ejercicio 2010 y el ejercicio 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) 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 al 31 de diciembre de 2010 (M\$ 0 al 31 de diciembre de 2009 y 2008).

25. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Ventas de energía	5.653.724.917	5.579.145.884	5.561.463.872
Otras ventas	50.570.774	56.489.259	45.682.484
Ventas equipos de medida	2.621.293	2.822.658	3.798.709
Ventas de materiales electrónicos	31.263.834	39.840.661	31.760.232
Ventas de productos y servicios	16.685.647	13.825.940	10.123.543
Otras prestaciones de servicios	474.934.133	477.648.472	493.717.929
Peajes y transmisión	182.638.100	229.183.380	250.583.706
Arriendo equipos de medida	9.646.546	8.327.754	9.966.455
Alumbrado público	31.092.463	30.603.007	36.640.855
Verificaciones y enganches	14.106.659	14.869.456	22.801.523
Servicios de ingeniería	15.871.319	19.960.120	18.460.358
Servicios de consultoría	23.442.524	26.976.336	23.528.236
Otras prestaciones	198.136.522	147.728.419	131.736.796
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.179.229.824	6.113.283.615	6.100.864.285

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Ingresos por contratos de construcción	252.401.048	200.493.636	275.584.358
Apoyos mutuos	23.287.510	17.809.432	16.614.018
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	10.611.783	24.832.249	18.887.136
Arrendamientos	699.787	841.083	3.112.862
Ventas de nuevos negocios	11.380.343	9.238.121	13.226.000
Otros Ingresos (1)	85.970.818	105.557.517	151.656.042
Total Otros ingresos por naturaleza	384.351.289	358.772.038	479.080.416

(1) Durante el presente año se ha reconocido un monto de M\$ 22.226 millones 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 pasado 27 de febrero, 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 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Compras de energía	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)	(1.624.238.985)
Consumo de combustible	(672.038.103)	(580.237.613)	(847.411.384)
Gastos de transporte	(405.983.092)	(316.287.883)	(294.860.018)
Costos por contratos de construcción	(252.401.048)	(200.493.636)	(275.584.358)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(636.509.375)	(593.376.220)	(505.895.541)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	(3.547.990.286)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(295.339.462)	(296.862.091)	(269.904.674)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(5.837.977)	(7.271.009)	(5.770.722)
Seguridad social y otras cargas sociales	(63.391.743)	(52.252.408)	(40.925.405)
Otros gastos de personal	(10.108.831)	(14.016.937)	(6.027.632)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(374.678.013)	(370.402.445)	(322.628.433)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$
Depreciaciones	(338.040.266)	(346.587.547)	(330.545.457)
Amortizaciones	(110.977.009)	(107.782.412)	(87.164.869)
Subtotal	(449.017.275)	(454.369.959)	(417.710.326)
Pérdidas por deterioro (*)	(108.373.429)	(85.285.525)	(20.353.265)
Total	(557.390.704)	(539.655.484)	(438.063.591)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(95.391.111)	(22.179.120)	(19.755.884)
Activos y grupos mantenidos para venta (ver nota 11)	(14.881.960)	(21.915.849)	-
Inmovilizado (ver nota 15)	(1.340.235)	(43.999.600)	-
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 16)	3.239.877	2.809.044	(597.381)
Total	(108.373.429)	(85.285.525)	(20.353.265)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(130.232.972)	(146.952.970)	(156.589.606)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(113.944.110)	(117.604.978)	(108.338.771)
Reparaciones y conservación	(69.199.458)	(53.933.371)	(57.359.157)
Indemnizaciones y multas	(41.316.694)	(20.934.632)	(11.474.146)
Tributos y tasas	(26.456.298)	(33.891.117)	(34.795.817)
Primas de seguros	(19.147.361)	(19.866.916)	(14.076.198)
Arrendamientos y cánones	(16.980.825)	(19.969.187)	(22.103.036)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(16.207.055)	(16.338.026)	(10.949.704)
Otros aprovisionamientos	(11.701.238)	(19.372.298)	(15.665.284)
Gastos de viajes	(4.306.510)	(4.966.691)	(5.192.877)
Gastos de medioambiente	(942.248)	(3.859.011)	(3.666.727)
Total Otros gastos por naturaleza	(450.434.769)	(457.689.197)	(440.211.323)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Ventas de inversiones	272.686	28.113.548	964.000
Venta de cartera Codensa Hogar	-	12.784.152	-
Ventas de terrenos	8.381.710	9.253.010	-
Otros	3.329.038	489.568	1.574.961
Total Otras ganancias (pérdidas)	11.983.434	50.640.278	2.538.961

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	68.144.673	79.364.437	77.155.433
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	41.253.550	32.050.585	33.741.755
Otros ingresos financieros	56.962.380	41.884.708	61.502.064
Ingresos por otros activos financieros	4.876.345	6.370.675	9.354.083
Total Ingresos Financieros	171.236.948	159.670.405	181.753.335

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Costos Financieros	(438.358.251)	(482.472.627)	(515.108.257)
Préstamos bancarios	(127.921.732)	(137.274.372)	(161.830.097)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(150.777.160)	(171.723.898)	(200.639.335)
Arrendamientos financieros (leasing)	(3.056.546)	(3.733.454)	(4.696.187)
Valoración derivados financieros	(19.034.198)	(19.307.617)	(18.723.566)
Provisiones financieras	(73.709.974)	(12.105.233)	(18.121.169)
Obligación por beneficios post empleo	(52.703.379)	(51.679.594)	(47.749.152)
Gastos financieros activados	15.137.380	11.165.950	12.119.473
Otros costos financieros	(26.292.642)	(97.814.409)	(75.468.224)
Resultado por unidades de reajuste	(15.055.706)	21.781.329	(62.378.252)
Diferencias de cambio	11.572.474	(8.235.253)	(23.632.778)
Positivas	83.236.540	82.015.125	74.524.243
Negativas	(71.664.066)	(90.250.378)	(98.157.021)
Total Costos Financieros	(441.841.483)	(468.926.551)	(601.119.287)
Total Resultado Financiero	(270.604.535)	(309.256.146)	(419.365.952)

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 2010, 2009 y 2008:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(397.519.578)	(422.830.225)	(308.467.764)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	51.094.799	39.752.182	19.021.973
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(2.869.081)	12.569.886	2.842.103
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(2.597.705)	(4.276.209)	(6.191.896)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(351.891.565)	(374.784.366)	(292.795.584)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(5.841.500)	7.274.742	(115.182.582)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas	(1.450.689)	-	-
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente usados para Reducir el Gasto por Impuesto Diferido	-	1.700.625	-
Otro Gasto por Impuesto Diferido	13.176.786	6.071.389	(7.924.618)
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	5.884.597	15.046.756	(123.107.200)
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)

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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (17%)	(245.938.215)	(284.081.079)	(246.514.420)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(159.695.526)	(166.163.264)	(135.494.792)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	44.357.904	40.858.030	67.957.672
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(9.065.332)	(29.309.173)	(67.703.775)
Efecto impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas anteriormente	-	(489.108)	-
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	-	(1.098.324)	-
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	(1.450.689)	-	-
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(2.869.081)	12.569.886	2.842.103
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	28.653.971	67.975.422	(36.969.572)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(100.068.753)	(75.656.531)	(169.388.364)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)

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. Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta, al 31 de diciembre de 2010 la compañía ha reconocido un mayor gasto por impuestos diferidos de M\$1.069.481.

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 señaladas, correspondientes al ejercicio 2010 y 2009.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.064.310.315	1.251.419.545	1.156.629.416	1.216.399.232	117.328.245	103.636.879	2.338.267.976	2.571.455.656
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	410.734.005	619.035.609	308.918.527	431.604.221	241.702.505	84.260.991	961.355.037	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	5.535.951	1.536.089	2.281.558	-	-	60	7.817.509	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	7.342.281	9.669.785	27.188.821	22.454.464	1.462.146	3.057.535	35.993.248	35.181.784
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	321.074.432	396.480.263	690.037.361	719.323.724	26.986.447	26.162.612	1.038.098.240	1.141.966.599
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	186.356.762	120.472.782	87.128.995	4.072.112	(253.014.150)	(105.530.662)	20.471.607	19.014.232
Inventarios	42.162.603	40.201.722	15.560.743	16.117.546	4.928.358	0	62.651.704	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	91.104.281	64.023.295	25.513.411	22.827.165	21.369.649	25.325.492	137.987.341	112.175.952
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	73.893.290	70.360.851	73.893.290	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	5.808.436.926	5.853.309.145	4.743.201.791	4.640.589.157	115.938.414	144.786.363	10.667.577.132	10.638.684.665
Otros activos financieros no corrientes	28.295.886	4.141.795	5.211.606	1.673.211	29.461.230	24.681.751	62.968.722	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	31.459.012	32.513.871	70.535.341	60.321.995	1.741.942	1.419.387	103.736.295	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	139.301.288	87.673.729	179.381.740	105.909.541	884.932	1.394.143	319.567.960	194.977.413
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	764.220	10.958.042	324.864	210.855	(1.089.084)	(11.168.897)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	591.361.178	584.075.094	683.656.485	683.579.189	(1.260.916.011)	(1.246.372.822)	14.101.652	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	31.398.642	30.060.644	1.405.434.608	1.392.815.685	15.753.155	23.245.916	1.452.586.405	1.446.122.245
Plusvalía	97.673.241	102.811.891	130.262.504	134.386.985	1.249.086.179	1.264.153.057	1.477.021.924	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	4.739.297.094	4.859.937.779	2.017.266.712	1.996.440.599	(4.623.151)	7.692.864	6.751.940.655	6.864.071.242
Propiedad de inversión	-	-	-	-	33.019.154	31.231.839	33.019.154	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	148.886.365	141.136.300	251.127.931	265.251.097	52.620.068	48.509.124	452.634.364	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	6.872.747.241	7.104.728.690	5.899.831.207	5.856.988.389	233.266.659	248.423.242	13.005.845.107	13.210.140.321

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.143.674.971	1.133.935.750	1.359.242.371	1.071.289.696	(95.639.857)	(9.837.908)	2.407.277.486	2.195.387.538
Otros pasivos financieros corrientes	315.103.380	412.941.840	284.864.090	246.570.238	65.630.548	69.516.117	665.598.018	729.028.195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	417.077.978	413.827.992	714.678.936	490.784.193	92.733.084	75.294.167	1.224.489.998	979.906.352
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	288.461.159	133.099.350	202.751.731	212.446.858	(343.010.631)	(233.590.429)	148.202.260	111.955.779
Otras provisiones corrientes	43.331.481	31.787.013	51.478.884	46.641.813	20.638.871	21.595.629	115.449.236	100.024.455
Pasivos por impuestos corrientes	69.759.646	132.249.173	75.509.768	49.105.703	2.397.241	3.930.795	147.666.655	185.285.671
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	2.703.107	3.448.733	2.690.108	1.359.124	57.167	107.310	5.450.382	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	7.238.220	6.581.649	27.268.854	24.381.767	1.283.474	2.658.137	35.790.548	33.621.553
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	64.630.389	50.650.366	64.630.389	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	2.110.719.491	2.487.255.434	1.545.885.669	1.804.820.750	427.934.505	345.672.955	4.084.539.665	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.621.961.525	1.957.137.539	831.035.287	1.021.187.352	561.959.635	555.118.929	3.014.956.447	3.533.443.820
Otras cuentas por pagar no corrientes	13.548.800	24.082.594	23.380.657	44.618.834	307.255	207.974	37.236.712	68.909.402
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	1.163.160	46.997.128	147.930.726	181.853.843	(148.009.596)	(225.294.299)	1.084.290	3.556.672
Otras provisiones no corrientes	67.038.203	58.292.397	158.484.126	191.993.937	-	578	225.522.329	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	349.429.640	352.011.147	200.477.944	213.169.128	6.015.994	7.869.022	555.923.578	573.049.297
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	27.147.186	26.576.882	181.236.136	148.308.890	7.435.653	7.803.218	215.818.975	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	30.430.977	22.157.747	3.340.793	3.688.766	225.564	(32.467)	33.997.334	25.814.046
PATRIMONIO NETO	3.618.352.778	3.483.537.506	2.994.703.167	2.980.877.943	(99.027.989)	(87.411.805)	6.514.027.956	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.618.352.778	3.483.537.506	2.994.703.167	2.980.877.943	(99.027.989)	(87.411.805)	3.735.544.636	3.518.479.555
Capital emitido	1.830.431.254	1.752.378.473	1.122.271.982	1.122.271.981	(127.820.401)	(49.767.619)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.566.278.776	1.423.967.654	1.339.970.908	1.310.880.528	(802.560.175)	(917.234.976)	2.103.689.509	1.817.613.206
Primas de emisión	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	221.642.748	307.191.379	532.460.277	547.725.434	672.592.939	720.831.142	(1.351.787.356)	(1.282.776.134)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.778.483.320	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.872.747.241	7.104.728.690	5.899.831.207	5.856.988.389	233.266.659	248.423.242	13.005.845.107	13.210.140.321

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 M\$
INGRESOS	2.780.593.331	2.708.357.655	2.833.397.146	4.392.625.917	4.240.401.202	4.071.303.190	(609.638.135)	(476.703.204)	(324.755.635)	6.563.581.113	6.472.055.653	6.573.944.701
Ventas	2.735.326.188	2.692.140.931	2.828.078.633	4.053.333.247	3.892.291.952	3.624.951.955	(609.429.611)	(471.149.268)	(352.166.303)	6.179.229.824	6.113.283.615	6.100.864.285
Ventas de energía	2.599.487.673	2.570.529.382	2.697.746.885	3.754.753.999	3.642.828.755	3.359.896.230	(700.516.755)	(634.212.253)	(495.979.243)	5.653.724.917	5.579.145.884	5.561.463.872
Otras ventas	15.262.308	6.009.988	14.564.928	9.220.770	12.431.451	15.718.375	26.087.696	38.047.820	15.308.562	50.570.774	56.489.259	45.591.865
Otras prestaciones de servicios	120.576.207	115.601.561	115.766.820	289.358.478	237.031.746	249.537.350	64.999.448	125.015.165	128.504.378	474.934.133	477.648.472	493.808.548
Otros ingresos de explotación	45.267.143	16.216.724	5.318.513	339.292.670	348.109.250	446.351.235	(208.524)	(5.553.936)	27.410.668	384.351.289	358.772.038	479.080.416
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.300.677.879)	(1.058.410.593)	(1.409.584.454)	(2.861.855.754)	(2.687.937.114)	(2.541.144.864)	640.887.379	535.754.130	402.739.032	(3.521.646.254)	(3.210.593.577)	(3.547.990.286)
Compras de energía	(264.194.654)	(197.058.728)	(292.347.152)	(1.988.241.950)	(1.958.392.871)	(1.826.983.648)	697.721.968	635.253.374	495.091.815	(1.554.714.636)	(1.520.198.225)	(1.624.238.985)
Consumo de combustible	(672.030.596)	(580.234.432)	(847.407.262)	-	-	-	(7.507)	(3.181)	(4.122)	(672.038.103)	(580.237.613)	(847.411.384)
Gastos de transporte	(233.134.592)	(177.886.470)	(191.958.097)	(216.929.666)	(158.940.229)	(121.232.612)	44.081.166	20.538.816	18.330.691	(405.983.092)	(316.287.883)	(294.860.018)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(131.318.037)	(103.230.963)	(77.871.943)	(656.684.138)	(570.604.014)	(592.928.604)	(100.908.248)	(120.034.879)	(110.679.352)	(888.910.423)	(793.869.856)	(781.479.899)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.479.915.452	1.649.947.062	1.423.812.692	1.530.770.163	1.552.464.088	1.530.158.326	31.249.244	59.050.926	77.983.397	3.041.934.859	3.261.462.076	3.031.954.415
Trabajos para el Inmovilizado	688.024	731.901	500.315	34.742.737	32.998.618	32.099.245	9.438.604	-	-	44.869.365	33.730.519	32.599.560
Gastos de Personal	(76.018.545)	(69.577.977)	(57.198.723)	(215.810.871)	(216.622.884)	(187.917.987)	(82.848.597)	(84.201.584)	(77.511.723)	(374.678.013)	(370.402.445)	(322.628.433)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(109.579.510)	(118.108.486)	(107.836.118)	(368.445.516)	(367.766.183)	(338.627.214)	27.590.256	28.185.472	6.252.009	(450.434.770)	(457.689.197)	(440.211.323)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.295.005.421	1.462.992.500	1.259.278.166	981.256.513	1.001.073.639	1.035.712.370	(14.570.493)	3.034.814	6.723.683	2.261.691.441	2.467.100.953	2.301.714.219
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(244.856.745)	(270.584.246)	(215.544.370)	(291.545.799)	(239.656.554)	(212.130.213)	(20.988.160)	(29.414.684)	(10.389.008)	(557.390.704)	(539.655.484)	(438.063.591)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.050.148.676	1.192.408.254	1.043.733.796	689.710.714	761.417.085	823.582.157	(35.558.653)	(26.379.870)	(3.665.325)	1.704.300.737	1.927.445.469	1.863.650.628
RESULTADO FINANCIERO	(139.218.164)	(186.313.678)	(243.706.955)	(102.247.567)	(99.796.594)	(159.078.864)	(29.138.804)	(23.145.874)	(16.580.133)	(270.604.535)	(309.256.146)	(419.365.952)
Ingresos financieros	27.877.778	40.841.166	54.086.804	133.877.625	117.121.114	125.109.709	9.481.545	1.708.125	2.556.822	171.236.948	159.670.405	181.753.335
Gastos financieros	(178.040.606)	(239.569.394)	(251.422.396)	(236.239.696)	(226.454.904)	(249.354.432)	(24.077.949)	(16.448.329)	(14.331.429)	(438.358.251)	(482.472.627)	(515.108.257)
Resultados por Unidades de Reajuste	(2.885.747)	9.009.669	(16.686.361)	153.805	458.162	(3.048.824)	(12.323.764)	12.313.498	(42.643.067)	(15.055.706)	21.781.329	(62.378.252)
Diferencias de cambio	13.830.411	3.404.881	(29.685.002)	(39.301)	9.079.034	(31.785.317)	(2.218.636)	(20.719.168)	37.837.541	11.572.474	(8.235.253)	(23.632.778)
Positivas	59.335.473	71.795.866	48.055.032	7.262.527	18.584.732	53.858.472	24.733.368	(8.365.473)	(27.389.261)	91.331.368	82.015.125	74.524.243
Negativas	(45.505.062)	(68.390.985)	(77.740.034)	(7.301.828)	(9.505.698)	(85.643.789)	(26.952.004)	(12.353.695)	65.226.802	(79.758.894)	(90.250.378)	(98.157.021)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	81.1.855	2.233.946	2.567.160	911	82.758.254	74.875.698	202.973	(82.756.621)	(74.181.678)	1.015.739	2.235.579	3.261.180
Resultado de Otras Inversiones	234.251	(55.494)	1.016.336	-	82.850	-	38.435	110.587	(980.654)	272.686	137.943	35.682
Resultados en Ventas de Activos	1.631.416	64.430	(274.282)	1.365.276	24.938.953	2.879.810	8.714.057	25.498.952	(102.249)	11.710.749	50.502.335	2.503.279
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	913.608.034	1.008.337.458	803.336.055	588.829.334	769.400.548	742.258.801	(55.741.992)	(106.672.826)	(95.510.039)	1.446.695.376	1.671.065.180	1.450.084.818
Impuesto Sobre Sociedades	(197.506.450)	(201.746.950)	(221.991.980)	(144.802.540)	(178.201.978)	(169.399.898)	(3.697.978)	20.211.318	(24.510.906)	(346.006.968)	(359.737.610)	(415.902.784)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUAS	716.101.584	806.590.508	581.344.075	444.026.794	591.198.570	572.858.903	(59.439.970)	(86.461.508)	(120.020.945)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTAS	716.101.584	806.590.508	581.344.075	444.026.794	591.198.570	572.858.903	(59.439.970)	(86.461.508)	(120.020.945)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
RESULTADO DEL PERÍODO	716.101.584	806.590.508	581.344.075	444.026.794	591.198.570	572.858.903	(59.439.970)	(86.461.508)	(120.020.945)	1.100.688.408	1.311.327.570	1.034.182.033
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	486.226.814	660.231.043	507.589.633
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	614.461.594	651.096.527	526.592.399

33.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	958.252.718	843.756.651	206.682.679	238.697.969	773.987.829	867.294.187	298.436.755	566.973.953	118.519.262	107.238.468	(17.611.267)	(52.505.572)	2.338.267.976	2.571.455.656
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	396.117.160	285.514.616	64.001.651	53.307.697	309.608.364	370.493.421	150.969.852	395.571.472	40.658.010	30.013.615	-	-	961.355.037	1.134.900.821
Otros activos financieros corrientes	17.551	1.536.149	2.271.690	-	5.463.750	-	64.518	-	-	-	-	-	7.817.509	1.536.149
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.823.979	7.146.069	3.453.937	7.152.112	24.929.082	14.426.954	1.741.706	3.440.009	3.044.544	3.016.640	-	-	35.993.248	35.181.784
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	424.328.700	453.263.074	105.722.882	148.041.880	399.849.969	435.142.404	134.933.800	154.237.487	55.329.513	58.929.971	(82.066.624)	(107.648.217)	1.038.098.240	1.141.966.599
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9.118.913	12.683.334	20.580.614	21.301.343	-	168.850	85.521	(117.203)	124.492	114.182	(9.437.933)	(15.136.274)	20.471.607	19.014.232
Inventarios	31.508.007	20.148.347	4.012.205	7.295.836	1.329.912	1.512.096	10.639.048	12.448.709	15.162.532	14.914.280	-	-	62.651.704	56.319.268
Activos por impuestos corrientes	94.338.408	63.465.062	6.639.700	1.599.101	32.806.752	45.550.462	2.310	1.393.479	4.200.171	249.780	-	(81.932)	137.987.341	112.175.952
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.893.290	70.360.851	73.893.290	70.360.851
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.882.741.067	7.901.624.978	612.376.604	574.512.830	3.724.836.639	3.670.419.041	2.089.588.249	2.113.095.226	1.087.290.030	1.150.463.047	(4.729.255.458)	(4.771.430.457)	10.667.577.131	10.638.684.665
Otros activos financieros no corrientes	57.422.721	28.767.604	-	-	3.352.698	-	8.267	874	2.185.036	1.728.279	-	-	62.968.722	30.496.757
Otros activos no financieros no corrientes	1.327.410	1.953.655	10.897.471	11.592.175	89.288.250	79.129.668	1.111.481	1.124.049	-	455.706	1.111.683	-	103.736.295	94.255.253
Derechos por cobrar no corrientes	9.751.497	13.413.378	123.872.850	70.806.123	177.122.226	101.549.009	8.821.387	8.893.522	-	315.381	-	-	319.567.960	194.977.413
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.570.592	-	-	-	36.381.275	36.839.087	-	-	-	-	(41.951.867)	(36.839.087)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.728.577.212	4.767.024.721	4.360.892	7.966.302	1.231.117.115	1.234.083.877	-	1.370	49.494.618	47.596.359	(5.999.448.185)	(6.035.391.168)	14.101.652	21.281.461
Activos intangibles distintos de la plusvalía	43.574.579	44.867.672	3.394.462	3.150.025	1.362.506.970	1.359.418.701	40.486.684	34.811.295	2.623.710	3.874.552	-	0	1.452.586.405	1.446.122.245
Plusvalía	2.311.244	2.312.300	2.453.791	2.780.777	120.673.559	124.648.965	7.348.467	7.497.542	10.502.214	11.050.603	1.333.732.649	1.353.061.746	1.477.021.924	1.501.351.933
Propiedades, planta y equipo	2.907.392.986	2.904.691.507	435.556.490	449.530.241	502.536.126	548.867.547	1.908.861.856	1.933.700.358	1.021.665.793	1.083.269.232	(24.072.596)	(55.987.643)	6.751.940.655	6.864.071.242
Propiedad de inversión	33.019.154	31.231.839	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.019.154	31.231.839
Activos por impuestos diferidos	93.793.672	107.362.302	31.840.648	28.687.187	201.858.420	185.882.187	122.950.107	127.066.216	818.659	2.172.935	1.372.858	3.725.694	452.634.364	454.896.521
TOTAL ACTIVOS	8.840.993.785	8.745.381.629	819.059.283	813.210.799	4.498.824.468	4.537.713.228	2.388.025.004	2.680.069.179	1.205.809.292	1.257.701.515	(4.746.866.725)	(4.823.936.029)	13.005.845.107	13.210.140.321

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	647.462.363	903.928.510	368.365.266	315.322.679	749.685.522	577.406.981	432.517.038	333.334.592	122.675.915	122.026.286	86.571.381	(56.631.510)	2.407.277.486	2.195.387.538
Otros pasivos financieros corrientes	57.353.811	203.071.576	91.305.044	72.071.471	316.931.058	255.852.777	138.102.310	142.035.231	61.905.795	56.003.931	-	(6.791)	665.598.018	729.028.195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	397.291.875	412.036.076	188.824.968	145.853.738	350.493.006	262.836.323	242.087.064	121.147.948	46.211.217	38.025.476	(418.132)	6.791	1.224.489.998	979.906.352
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	95.959.740	156.069.449	21.522.018	31.800.330	22.670.347	31.040.271	(8.763.202)	120.530	(5.545.768)	125.143	22.359.124	(107.199.944)	148.202.260	111.955.779
Otras provisiones corrientes	61.952.297	52.152.629	31.334.089	23.007.266	9.290.490	9.409.249	1.498.668	3.592.400	11.373.692	11.862.911	-	-	115.449.236	100.024.455
Pasivos por impuestos corrientes	26.985.525	71.611.640	18.739.444	27.624.545	45.603.630	15.799.839	50.694.810	57.901.052	5.643.246	12.430.527	-	(81.932)	147.666.655	185.285.671
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	1.341.781	1.714.434	591.831	119.702	-	-	3.516.770	3.081.031	-	-	-	-	5.450.382	4.915.167
Otros pasivos no financieros corrientes	6.577.334	7.272.706	16.047.872	14.845.627	4.696.991	2.468.522	5.380.618	5.456.400	3.087.733	3.578.298	-	-	35.790.548	33.621.553
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64.630.389	50.650.366	64.630.389	50.650.366
PASIVOS NO CORRIENTES	1.798.546.677	1.929.817.486	182.056.288	214.399.921	866.894.226	1.140.582.690	749.238.211	817.235.201	525.104.242	572.081.308	(37.299.979)	(36.367.467)	4.084.539.665	4.637.749.139
Otros pasivos financieros no corrientes	1.511.148.690	1.643.950.501	87.795.042	131.351.744	483.293.292	725.623.564	616.376.069	682.712.921	316.343.354	349.805.090	-	-	3.014.956.447	3.533.443.820
Otras cuentas por pagar no corrientes	3.595.790	7.570.291	325.183	478.409	33.173.070	60.139.340	142.669	721.362	-	-	-	-	37.236.712	68.909.402
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	36.634.177	37.218.338	1.750.092	3.556.672	-	-	-	-	(37.299.979)	(37.218.338)	1.084.290	3.556.672
Otras provisiones no corrientes	17.164.654	16.062.212	11.451.261	7.703.251	183.780.246	213.128.470	2.198.153	2.725.990	10.928.015	10.666.989	-	-	225.522.329	250.286.912
Pasivo por impuestos diferidos	222.646.728	216.277.536	21.549.260	24.538.307	61.907.742	69.347.637	52.263.418	51.497.425	197.556.430	211.388.392	-	-	555.923.578	573.049.297
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	33.170.562	32.408.576	1.400.727	1.915.904	102.989.784	68.787.007	78.257.902	79.577.503	-	-	-	-	215.818.975	182.688.990
Otros pasivos no financieros no corrientes	10.820.253	13.548.370	22.900.638	11.193.968	-	-	-	-	276.443	220.837	-	850.871	33.997.334	25.814.046
PATRIMONIO NETO	6.394.984.745	5.911.635.633	268.637.728	283.488.199	2.882.244.720	2.819.723.557	1.206.269.755	1.529.499.386	558.029.135	563.593.921	(4.796.138.127)	(4.730.937.052)	6.514.027.956	6.377.003.644
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.394.984.745	5.911.635.633	268.637.728	283.488.199	2.882.244.720	2.819.723.557	1.206.269.755	1.529.499.386	558.029.135	563.593.921	(4.796.138.127)	(4.730.937.052)	3.735.544.636	3.518.479.555
Capital emitido	5.504.650.136	5.486.091.755	233.455.382	231.131.872	1.016.335.188	1.016.332.368	147.297.657	263.851.437	198.134.490	198.134.490	(4.274.990.018)	(4.370.659.087)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.687.545.567	2.779.151.819	77.431.069	42.103.877	446.813.310	441.729.773	274.298.955	266.283.171	56.504.426	54.446.993	(1.438.903.818)	(1.766.102.427)	2.103.689.509	1.817.613.206
Primas de emisión	158.759.648	158.759.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.955.970.606)	(2.512.367.589)	(42.248.723)	10.252.450	1.419.096.222	1.361.661.416	784.673.143	999.364.778	303.390.219	311.012.438	917.755.709	1.405.824.462	(1.351.787.356)	(1.282.776.134)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.778.483.320	2.858.524.089
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.840.993.785	8.745.381.629	819.059.283	813.210.799	4.498.824.468	4.537.713.228	2.388.025.004	2.680.069.179	1.205.809.292	1.257.701.515	(4.746.866.725)	(4.823.936.029)	13.005.845.107	13.210.140.321

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	581.919.944	507.744.040	96.454.500	140.991.440	206.821.621	306.278.528	154.997.283	256.813.794	50.330.357	54.343.007	(26.213.389)	(14.751.264)	1.064.310.315	1.251.419.545
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	225.658.998	239.557.586	18.626.377	24.950.525	77.999.226	172.292.830	74.583.887	160.939.980	13.865.517	21.294.688	-	-	410.734.005	619.035.609
Otros activos financieros corrientes	17.551	1.536.089	-	-	5.463.750	-	54.650	-	-	-	-	-	5.535.951	1.536.089
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.073.419	3.006.861	2.254.847	2.376.964	808.494	714.402	1.370.458	1.554.560	1.835.063	2.016.998	-	-	7.342.281	9.669.785
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	150.897.103	165.592.963	53.364.468	91.453.569	83.976.499	80.628.076	41.680.862	55.169.859	11.027.554	11.073.405	(19.872.054)	(7.437.609)	321.074.432	396.480.263
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	103.058.701	35.218.885	20.203.295	18.151.446	28.663.608	32.909.657	32.368.651	32.526.869	8.403.843	8.979.580	(6.341.335)	(7.313.655)	186.356.762	120.472.782
Inventarios	24.443.037	18.778.149	1.750.879	3.803.384	22.842	22.134	4.936.465	6.622.526	11.009.380	10.975.529	-	-	42.162.603	40.201.722
Activos por impuestos corrientes	76.771.135	44.053.507	254.634	255.552	9.887.202	19.711.429	2.310	-	4.189.000	2.807	-	-	91.104.281	64.023.295
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.989.974.642	3.993.095.099	290.297.224	249.643.009	614.488.434	676.395.960	1.203.713.202	1.228.326.578	730.619.632	785.935.394	(1.020.656.208)	(1.080.086.895)	5.808.436.926	5.853.309.145
Otros activos financieros no corrientes	27.935.909	4.060.933	-	-	-	-	-	-	359.977	80.862	-	-	28.295.886	4.141.795
Otros activos no financieros no corrientes	146.349	550.079	10.203.998	10.805.636	19.997.184	19.728.902	1.111.481	1.092.649	-	336.605	-	-	31.459.012	32.513.871
Derechos por cobrar no corrientes	1.820.235	2.378.486	123.377.243	62.959.282	11.129.694	19.307.193	2.974.116	3.028.768	-	-	-	-	139.301.288	87.673.729
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.570.592	-	-	-	37.063.260	47.710.556	-	-	-	-	(41.869.632)	(36.752.514)	764.220	10.958.042
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.591.313.598	1.598.184.456	3.094.078	3.297.780	10.950.060	11.308.690	-	1.366	49.494.618	47.596.359	(1.063.491.176)	(1.076.313.557)	591.361.178	584.075.094
Activos intangibles distintos de la plusvalía	9.638.098	8.007.620	190.799	246.210	972.900	4.055.751	20.247.206	17.245.016	349.639	506.047	-	-	31.398.642	30.060.644
Plusvalía	12.636	13.692	2.453.791	2.780.777	-	-	-	-	10.502.214	11.050.603	84.704.600	88.966.819	97.673.241	102.811.891
Propiedades, planta y equipo	2.328.158.165	2.359.882.964	136.585.507	154.533.019	480.313.680	528.479.286	1.125.145.217	1.148.817.647	669.094.525	724.212.506	-	(55.987.643)	4.739.297.094	4.859.937.779
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	25.379.060	20.016.869	14.391.808	15.020.305	54.061.656	45.805.582	54.235.182	58.141.132	818.659	2.152.412	-	-	148.886.365	141.136.300
TOTAL ACTIVOS	4.571.894.586	4.500.839.139	386.751.724	390.634.449	821.310.055	982.674.488	1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	(1.046.869.597)	(1.094.838.159)	6.872.747.241	7.104.728.690

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	461.971.755	625.965.349	151.057.167	143.720.453	182.940.166	180.531.897	286.630.051	130.634.275	61.493.965	71.313.577	(418.133)	(18.229.801)	1.143.674.971	1.133.935.750	
Otros pasivos financieros corrientes	43.626.925	189.810.430	79.751.906	61.487.491	64.363.398	66.171.126	87.860.103	57.137.900	39.501.048	38.334.893	-	-	315.103.380	412.941.840	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	221.957.794	279.642.827	28.920.947	30.014.055	63.002.748	55.325.502	86.644.371	28.526.181	16.970.251	20.319.427	(418.133)	-	417.077.978	413.827.992	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	142.252.923	70.031.934	28.374.815	29.317.861	37.105.842	49.239.836	80.508.993	2.477.464	218.586	262.056	-	(18.229.801)	288.461.159	133.099.350	
Otras provisiones corrientes	35.783.147	25.922.905	2.553.179	1.163.928	1.874.736	1.883.131	22.520	26.684	3.097.899	2.790.365	-	-	43.331.481	31.787.013	
Pasivos por impuestos corrientes	14.656.865	57.461.125	11.212.408	21.511.319	16.593.444	7.912.298	26.604.320	37.298.367	692.609	8.066.064	-	-	69.759.646	132.249.173	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	367.702	-	-	-	-	-	2.703.107	-	-	-	-	2.703.107	3.448.733	
Otros pasivos no financieros corrientes	3.694.101	2.728.426	243.912	225.799	(2)	4	2.286.637	2.086.648	1.013.572	1.540.772	-	-	7.238.220	6.581.649	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.172.214.180	1.310.207.063	141.817.640	160.157.823	156.436.680	270.850.843	356.958.221	424.071.893	319.926.947	358.335.279	(36.634.177)	(36.367.467)	2.110.719.491	2.487.255.434	
Otros pasivos financieros no corrientes	949.189.055	1.089.852.354	70.465.040	98.646.588	94.332.102	162.226.842	339.291.052	406.377.244	168.684.276	200.034.511	-	-	1.621.961.525	1.957.137.539	
Otras cuentas por pagar no corrientes	3.288.535	7.361.867	-	-	10.117.596	16.720.727	142.669	-	-	-	-	-	13.548.800	24.082.594	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	78.870	76.986	36.634.177	37.218.338	1.084.290	46.920.142	-	-	-	-	(36.634.177)	(37.218.338)	1.163.160	46.997.128	
Otras provisiones no corrientes	9.797.457	9.246.395	-	-	46.119.690	38.132.390	348.770	430.975	10.772.286	10.482.637	-	-	67.038.203	58.292.397	
Pasivo por impuestos diferidos	192.358.468	184.228.532	11.817.785	13.113.742	4.783.002	6.850.742	-	-	140.470.385	147.818.131	-	-	349.429.640	352.011.147	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	9.971.456	9.313.208	-	-	-	-	17.175.730	17.263.674	-	-	-	-	27.147.186	26.576.882	
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.530.339	10.127.721	22.900.638	11.179.155	-	-	-	-	-	-	-	850.871	30.430.977	22.157.747	
PATRIMONIO NETO	2.937.708.650	2.564.666.727	93.876.916	86.756.173	481.933.209	531.291.748	715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.545	(1.009.817.287)	(1.040.240.891)	3.618.352.778	3.483.537.506	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.937.708.650	2.564.666.727	93.876.916	86.756.173	481.933.209	531.291.748	715.122.213	930.434.204	399.529.077	410.629.545	(1.009.817.287)	(1.040.240.891)	3.618.352.778	3.483.537.506	
Capital emitido	2.132.404.418	2.114.323.325	92.185.037	92.185.037	203.659.553	203.659.553	142.906.410	259.460.190	164.297.758	164.297.758	(905.021.922)	(1.081.547.390)	1.830.431.254	1.752.378.473	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.152.825.041	1.133.764.178	10.088.706	3.698.891	123.291.764	124.457.334	149.784.385	138.029.796	23.141.069	21.916.044	107.147.811	2.101.411	1.566.278.776	1.423.967.654	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(347.520.809)	(683.420.776)	(8.396.827)	(9.127.755)	154.981.892	203.174.861	422.431.418	532.944.218	212.090.250	224.415.743	(211.943.176)	39.205.088	221.642.748	307.191.379	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.571.894.585	4.500.839.139	386.751.724	390.634.449	821.310.055	982.674.488	1.358.710.485	1.485.140.372	780.949.989	840.278.401	(1.046.869.597)	(1.094.838.159)	6.872.747.241	7.104.728.690	

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	308.282.584	201.194.118	110.182.639	93.131.605	406.074.360	533.785.021	255.980.239	333.863.028	76.808.391	54.915.535	(698.797)	(490.075)	1.156.629.416	1.216.399.232	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	106.822.082	17.933.851	45.328.399	28.163.140	53.589.588	145.450.780	76.385.965	232.157.724	26.792.493	7.898.726	-	-	308.918.527	431.604.221	
Otros activos financieros corrientes	-	-	2.271.690	-	-	-	9.868	-	-	-	-	-	2.281.558	-	
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.422.618	3.508.628	1.199.090	4.765.940	22.986.384	12.292.485	371.248	959.511	1.209.481	927.900	-	-	27.188.821	22.454.464	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	185.002.586	169.492.117	52.358.414	55.933.943	315.121.464	358.989.786	93.252.938	93.045.071	44.301.959	41.842.319	-	20.488	690.037.361	719.323.724	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	6.640.662	1.726.640	379.832	208.445	209.526	465.212	80.257.637	1.874.539	340.135	307.839	(698.797)	(510.563)	87.128.995	4.072.112	
Inventarios	2.136.612	1.370.198	2.261.326	3.492.452	1.307.070	1.489.962	5.702.583	5.826.183	4.153.152	3.938.751	-	-	15.560.743	16.117.546	
Activos por impuestos corrientes	6.258.024	7.162.684	6.383.888	567.685	12.860.328	15.096.796	-	-	11.171	-	-	-	25.513.411	22.827.165	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.153.691.583	1.194.415.123	320.842.717	320.067.184	2.026.122.046	1.879.491.174	885.875.047	882.909.627	356.670.398	363.706.049	-	-	4.743.201.791	4.640.589.157	
Otros activos financieros no corrientes	25.582	24.920	-	-	3.352.698	-	8.267	874	1.825.059	1.647.417	-	-	5.211.606	1.673.211	
Otros activos no financieros no corrientes	550.802	491.799	693.473	786.539	69.291.066	59.012.257	-	31.400	-	-	-	-	70.535.341	60.321.995	
Derechos por cobrar no corrientes	7.046.330	9.640.749	495.607	7.846.841	165.992.532	82.241.816	5.847.271	5.864.754	-	315.381	-	-	179.381.740	105.909.541	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	324.864	210.855	-	-	-	-	-	-	324.864	210.855	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	546.854.493	578.500.084	30.151	33.228	136.771.841	105.045.877	-	-	-	-	-	-	683.656.485	683.579.189	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.189.812	16.104.398	3.203.663	2.903.815	1.361.527.584	1.353.856.678	20.239.478	17.026.418	2.274.071	2.924.376	-	-	1.405.434.608	1.392.815.685	
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	120.673.559	124.648.965	7.348.467	7.497.542	-	-	-	-	130.262.504	134.386.985	
Propiedades, planta y equipo	561.616.684	544.647.596	298.970.983	294.838.019	20.391.138	14.398.121	783.716.639	783.737.988	352.571.268	358.818.875	-	-	2.017.266.712	1.996.440.599	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	17.167.402	42.765.099	17.448.840	13.658.742	147.796.764	140.076.605	68.714.925	68.750.651	-	-	-	-	251.127.931	265.251.097	
TOTAL ACTIVOS	1.461.974.167	1.395.609.241	431.025.356	413.198.789	2.432.196.406	2.413.276.195	1.141.855.286	1.216.772.655	433.478.789	418.621.584	(698.797)	(490.075)	5.899.831.207	5.856.988.389	

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	171.286.364	147.471.992	226.189.613	170.584.075	614.669.478	456.935.441	269.331.660	235.651.234	78.464.053	61.137.029	(698.797)	(490.075)	1.359.242.371	1.071.289.696
Otros pasivos financieros corrientes	2.668	115.477	11.553.138	10.583.980	200.661.330	134.048.604	50.242.207	84.153.139	22.404.747	17.669.038	-	-	284.864.090	246.570.238
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	86.947.700	64.754.414	159.903.785	115.839.550	283.143.792	202.959.678	155.442.693	90.054.931	29.240.966	17.175.620	-	-	714.678.936	490.784.193
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	63.921.986	59.694.812	2.212.567	2.451.028	91.625.748	104.779.978	34.172.478	34.562.690	11.517.749	11.448.425	(698.797)	(490.075)	202.751.731	212.446.858
Otras provisiones corrientes	6.792.229	7.260.776	28.780.910	21.138.602	6.153.804	6.106.634	1.476.148	3.463.182	8.275.793	8.672.619	-	-	51.478.884	46.641.813
Pasivos por impuestos corrientes	10.039.050	11.275.178	7.526.565	6.040.230	28.903.026	7.005.679	24.090.490	20.455.585	4.950.637	4.329.031	-	-	75.509.768	49.105.703
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	1.284.614	1.239.422	591.831	119.702	-	-	813.663	-	-	-	-	-	2.690.108	1.359.124
Otros pasivos no financieros corrientes	2.298.117	3.131.913	15.620.817	14.410.983	4.181.778	2.034.868	3.093.981	2.961.707	2.074.161	1.842.296	-	-	27.268.854	24.381.767
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	196.967.970	219.826.811	40.238.648	54.242.098	711.221.766	923.842.504	392.279.990	393.163.308	205.177.295	213.746.029	-	-	1.545.885.669	1.804.820.750
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	17.330.002	32.705.156	388.961.190	562.375.940	277.085.017	276.335.677	147.659.078	149.770.579	-	-	831.035.287	1.021.187.352
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	450	325.183	478.409	23.055.474	43.418.613	-	721.362	-	-	-	-	23.380.657	44.618.834
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	146.500.704	170.085.874	-	-	1.430.022	11.767.969	-	-	-	-	-	-	147.930.726	181.853.843
Otras provisiones no corrientes	7.367.197	6.815.239	11.451.261	7.703.251	137.660.556	174.996.080	1.849.383	2.295.015	155.729	184.352	-	-	158.484.126	191.993.937
Pasivo por impuestos diferidos	24.272.266	24.179.982	9.731.475	11.424.565	57.124.740	62.496.895	52.263.418	51.497.425	57.086.045	63.570.261	-	-	200.477.944	213.169.128
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.763.453	15.292.150	1.400.727	1.915.904	102.989.784	68.787.007	61.082.172	62.313.829	-	-	-	-	181.236.136	148.308.890
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.064.350	3.453.116	-	14.813	-	-	-	-	276.443	220.837	-	-	3.340.793	3.688.766
PATRIMONIO NETO	1.093.719.833	1.028.310.438	164.597.095	188.372.616	1.106.305.162	1.032.498.250	480.243.636	587.958.113	149.837.441	143.738.526	-	-	2.994.703.167	2.980.877.943
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.093.719.833	1.028.310.438	164.597.095	188.372.616	1.106.305.162	1.032.498.250	480.243.636	587.958.113	149.837.441	143.738.526	-	-	2.994.703.167	2.980.877.943
Capital emitido	368.494.984	368.494.984	135.477.599	135.477.598	581.523.764	581.523.764	3.934.010	3.934.010	32.841.625	32.841.625	-	-	1.122.271.982	1.122.271.981
Ganancias (pérdidas) acumuladas	998.431.191	953.527.838	66.482.841	34.889.191	126.556.216	171.869.360	123.200.147	126.241.783	25.300.513	24.352.356	-	-	1.339.970.908	1.310.880.528
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(273.206.342)	(293.712.384)	(37.363.345)	18.005.827	398.225.182	279.105.126	353.109.479	457.782.320	91.695.303	86.544.545	-	-	532.460.277	547.725.434
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.461.974.167	1.395.609.241	431.025.356	413.198.789	2.432.196.406	2.413.276.195	1.141.855.286	1.216.772.655	433.478.789	418.621.584	(698.797)	(490.075)	5.899.831.207	5.856.988.389

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	2010	2009	2011	Activos	2012	Activos	2013	Activos
	Nombre	Relación													
Bancos Acreedores	Pangue S.A	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	-	M\$	-	370.984	-	-	-	-	-	-
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Acciones	M\$	664.311	M\$	963.655	2.923.298	-	-	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	41.642.467	M\$	66.236.055	72.279.911	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	12.875.127	M\$	4.011.514	4.346.571	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Endesa Matriz	Acreedor	Boletas		M\$		M\$	228.156	2.728.493	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	96.211.278	M\$	13.008.383	39.780.681	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	94.071.116	93.151.966	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	29.461.230	M\$	62.720.234	108.091.723	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	14.033.299	M\$	84.993.209	135.611.919	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	11.281.150	M\$	102.571.290	124.589.138	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	154.926.900	M\$	17.867.290	48.053.928	-	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Sinapsis Brasil	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles	M\$	-	M\$	-	337.403	-	-	-	-	-	-
Varios acreedores	Cam Argentina	Acreedor	Prenda	Bonos del gobierno	M\$	55.222	M\$	49.673	101.367	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2010, Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por importe de M\$ 26.115.482.639 (M\$ 27.957.381.822 al 31 de diciembre de 2009 y M\$ 37.345.298.398 al 31 de diciembre de 2008).

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	2010	2009	2011	Activos	2012	Activos	2013	
	Nombre	Relación												
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	140.797.232	M\$	140.797.232	174.741.558	-	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	34.817.262	M\$	34.817.262	26.349.554	-	-	-	-	-	-

34.3 Otras informaciones.

El Ministerio de Economía del Gobierno de Chile decretó que los consumos regulados de las distribuidoras, sin contratos de suministro de energía, debían ser servidos por el conjunto de las empresas de generación, a prorrata de su energía firmes (situación que se produjo entre el 19 de mayo de 2005 y el 31 de diciembre de 2009).

Las reglamentaciones posteriores establecieron que las empresas generadoras recibirán por este concepto, el precio nudo vigente, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan con el costo marginal. También determinó que estas diferencias no podrán ser ni superior ni inferior al 20% del precio de nudo y que, en caso que no fuera suficiente, los remanentes se incorporarán en las sucesivas fijaciones de precios de nudo, hasta que se extingan en su totalidad.

El saldo remanente estimado por recuperar del Grupo Endesa Chile al 31 de diciembre de 2010 asciende a MM\$66.000. La recuperación y registro contable de este saldo remanente se efectuará a través de recargos adicionales a la tarifa, que serán aplicados y recaudados por las empresas distribuidoras, sobre los consumos futuros de energía de los clientes regulados del sistema.

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 2010 y 2009, era la siguiente:

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 11).

País	31-12-2009				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	120	2.485	620	3.225	3.317
Argentina	33	2.233	846	3.112	3.129
Brasil	50	2.261	719	3.030	3.135
Perú	22	972	193	1.187	1.208
Colombia	29	1.746	141	1.916	1.970
Total	254	9.697	2.519	12.470	12.759

36. HECHOS POSTERIORES.

A raíz de las interrupciones en el servicio eléctrico registradas durante los días 22 al 29 de diciembre de 2010 en el sur de Buenos Aires, nuestra filial Edesur se notificó de la Disposición N° 01/2011 del Ente Nacional Regulador de la Electricidad en Argentina (E.N.R.E.), que ordena la realización de un auditoría integral técnica, legal, económica y financiera, por el término de treinta días, a efectos de verificar el grado de cumplimiento de las obligaciones esenciales por parte de la Sociedad y de otros compromisos adquiridos. La auditoría integral en cuestión comenzó el 5 de enero de 2011.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el proceso de auditoría se desarrolla de acuerdo los términos y fundamentos definidos por el E.N.R.E.. Edesur continúa desarrollando sus actividades en el marco de la normalidad y prestando el servicio público de distribución eléctrica en forma regular y continua, cumpliendo sus obligaciones legales.

La administración estima que el resultado de la auditoría no tendrá un efecto significativo en los estados financieros de Enersis.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2010 y la fecha de emisión de los estados financieros.

37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2010, 2009 y 2008 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2008 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	2.159.245
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	72.984	65.481	-
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	294.327	116.820	-
Pehuenche	Gastos medio ambiente		57.394	39.056
Endesa Costanera S.A.	Certificación de sistema de gestión, Control de cantidad y calidad combustibles, Disposición residuos peligrosos, Estudio de impacto ambiental, Folletería ambiental, Inspección ensayos de mangueras, Mantenimiento ISO14001/9001, Monitoreo de efluentes liquid	-	-	373.796
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	444.983	667.059	633.621
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	69.820	53.926	-
Coelce	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, Auditoría ISO 14001, educiones ambientales.	4.344	212.166	229.805
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	17.377	8.688	25.646
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	10.287	151.563	88.095
CIEN	Compensación ambiental, mejoría de instalación y control ambiental, implantación del proyecto de paisajismo.		11.491	38.144
CDSA	Repoblación de depósitos		50.449	37.707
CGTF	Adquisición de equipamiento para monitorización ambiental.		25.505	23.858
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.	13.412	10.837	9.715
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	14.714	11.579	8.039
Total		942.248	3.859.011	3.666.727

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 2010 y 2009, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

31-12-2010										
Estados financieros	Activos Corrientes M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	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	(67.265.577)	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 Eléctricas 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 Serviços 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 Serviços 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 Serviços 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 Energía S.A.	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)

31-12-2009										
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	201.194.118	1.194.415.123	1.395.609.241	(147.471.992)	(219.826.811)	(367.298.803)	1.061.070.988	(855.306.336)	205.764.652
Synapsis Soluc. y Serv. It Ltda.	consolidado	28.912.134	16.922.968	45.835.102	(17.358.762)	(3.154.269)	(20.513.031)	74.219.655	(68.902.742)	5.316.913
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	29.801.117	35.598.877	65.399.994	(3.722.228)	(1.924.456)	(5.646.684)	9.871.348	(2.731.187)	7.140.161
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	consolidado	80.290.795	26.207.497	106.498.292	(45.563.544)	(8.592.112)	(54.155.656)	136.535.810	(137.832.037)	(1.296.227)
Distrilima S.A.	consolidado	54.918.692	363.706.049	418.624.741	(61.140.186)	(213.746.029)	(274.886.215)	285.214.506	(252.118.702)	33.095.804
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	54.913.605	363.706.049	418.619.654	(61.137.905)	(213.746.029)	(274.883.934)	285.214.506	(252.452.604)	32.761.902
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	consolidado	942.361.242	5.226.991.370	6.169.352.612	(981.101.681)	(2.233.249.079)	(3.214.350.760)	2.408.239.446	(1.636.139.092)	772.100.354
Endesa Eco S.A.	separado	20.342.545	141.348.885	161.691.430	(151.709.864)	(19.897.730)	(171.607.594)	5.363.817	(13.478.980)	(8.115.163)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	66.918.651	250.679.247	317.597.898	(93.120.578)	(41.741.967)	(134.862.545)	199.025.325	(44.152.639)	154.872.686
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	53.986.693	85.953.344	139.940.037	(34.584.533)	(16.770.373)	(51.354.906)	119.444.441	(107.229.856)	12.214.585
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	64.692.377	139.047.187	203.739.564	(77.357.564)	(14.588.592)	(91.946.156)	102.435.170	(27.600.506)	74.834.664
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.895.799	79.166.484	98.062.283	(4.768.430)	(6.362.133)	(11.130.563)	59.026.738	(52.369.255)	6.657.483
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	25.157.716	25.157.716	(3.224.334)	-	(3.224.334)	-	(166.553)	(166.553)
Gasatacama Holding	separado	114.435.229	316.349.769	430.784.998	(187.876.998)	(42.467.597)	(230.344.595)	343.304.368	(319.083.247)	24.221.121
Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A.	separado	17.507.583	18.587.880	36.095.463	(2.090.726)	(15.675.501)	(17.766.227)	6.092.068	(1.160.459)	4.931.609
Endesa Argentina S.A.	consolidado	118.381.851	236.958.705	355.340.556	(143.599.544)	(122.228.745)	(265.828.289)	293.388.675	(284.129.957)	9.258.718
Endesa Costanera S.A.	separado	46.132.764	139.465.744	185.598.508	(108.896.949)	(73.587.167)	(182.484.116)	228.090.396	(238.967.631)	(10.877.235)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	59.552.103	91.442.295	150.994.398	(35.636.058)	(48.641.578)	(84.277.636)	65.298.279	(46.084.169)	19.214.110
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	256.813.794	1.228.326.578	1.485.140.372	(130.634.275)	(424.071.893)	(554.706.168)	500.829.922	(362.272.335)	138.557.587
Generandes Perú S.A.	consolidado	54.343.007	785.935.394	840.278.401	(71.313.577)	(358.335.279)	(429.648.856)	212.448.615	(171.641.977)	40.806.638
Edegel S.A.A.	separado	50.563.350	699.489.852	750.053.202	(55.480.341)	(309.812.958)	(365.293.299)	197.723.819	(162.768.423)	34.955.396
Chinango S.A.	separado	3.874.902	103.736.922	107.611.824	(16.093.363)	(61.224.726)	(77.318.089)	15.511.080	(14.352.555)	1.158.525
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	8.111.503	86.908.393	95.019.896	(37.110.402)	-	(37.110.402)	-	(5.994.071)	(5.994.071)
Endesa Brasil S.A.	consolidado	893.078.804	2.406.346.709	3.299.425.513	(577.155.133)	(1.141.081.701)	(1.718.236.834)	1.711.404.371	(1.364.089.971)	347.314.400
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	87.928.488	182.920.900	270.849.388	(25.278.405)	(49.516.510)	(74.794.915)	134.940.094	(63.564.728)	71.375.366
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	91.279.739	142.472.021	233.751.760	(11.003.768)	(9.298.289)	(20.302.057)	88.299.914	(37.997.130)	50.302.784
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	127.070.301	351.003.039	478.073.340	(144.249.724)	(212.036.044)	(356.285.768)	91.427.196	(88.648.012)	2.779.184
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	191.087.737	792.573.748	983.661.485	(168.439.779)	(307.791.206)	(476.230.985)	640.026.534	(522.045.742)	117.980.792
Ampla Energia e Serviços S.A.	separado	341.853.282	981.871.549	1.323.724.831	(222.039.416)	(616.051.298)	(838.090.714)	884.182.453	(785.368.668)	98.813.785
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	separado	844.002	105.045.877	105.889.879	(66.456.246)	-	(66.456.246)	18.119.070	(8.357.451)	9.761.619
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	consolidado	333.863.028	882.909.627	1.216.772.655	(235.651.234)	(393.163.308)	(628.814.542)	684.122.654	(556.287.367)	127.835.287
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	separado	29.937.971	76.304.505	106.242.476	(25.954.531)	(31.814.970)	(57.769.501)	80.777.391	(76.030.326)	4.747.065
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	93.131.605	320.067.184	413.198.789	(170.584.075)	(54.242.098)	(224.826.173)	315.723.562	(298.830.258)	16.893.304

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 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			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%	99,99%	99,99%	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 Termoelectrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica
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
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%	100,00%	100,00%	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	99,99%	0,00%	99,99%	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%	100,00%	100,00%	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%	100,00%	100,00%	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 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			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 Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	30,15%	65,17%	24,00%	51,68%	75,68%	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 Pangué 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 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			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 Serviços S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	0,00%	0,00%	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%	0,00%	0,00%	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	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	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 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			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%	49,00%	49,00%	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%	4,90%	4,90%	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	5,00%	95,00%	100,00%	5,00%	95,00%	100,00%	Filial	Argentina	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,20%	99,80%	100,00%	0,20%	99,80%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Perú S.R.I.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	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	99,99%	0,01%	100,00%	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".

Sociedad	% Participación				% Participación				% Participación
	a 31 de diciembre de 2010				a 31 de diciembre de 2009				a 31 de diciembre de 2008
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Total
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	-	-	-		-	49,00%	49,00%	Integración proporcional	0%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	-	-		-	99,85%	99,85%	Consolidación	0%
ICT Servicios informaticos Ltda.	99,00%	1,00%	100,00%	Consolidación	-	0,00%	0,00%	Consolidación	0%

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 31/12/2010			% Participación a 31/12/2009			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	0,00%	99,97%	99,97%	0,00%	99,97%	99,97%	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%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	26,20%	26,20%	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

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	12-2010						12-2009								
								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	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-4	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	514.759	1.713.147	2.227.906	4.107.030	10.200.414	11.875.674	26.183.118	554.228	1.680.476	2.234.704	4.463.401	3.896.027	21.420.167	29.779.595	
Extranjera	Edesga	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	5,16%	2.204.779	6.628.821	8.833.600	14.084.254	30.098.142	-	44.182.396	2.200.935	8.439.132	10.640.067	32.300.512	10.101.808	26.354.524	68.756.844	
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-4	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,64%	-	65.489	195.946	261.435	-	-	-	70.737	212.201	282.938	281.357	-	-	281.357	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,40%	450.157	909.184	1.359.341	2.470.766	-	-	2.470.766	-	-	-	-	-	-	2.470.766	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	3,54%	174.909	581.159	756.068	917.985	225.762	-	1.143.747	324.545	971.217	1.295.762	774.627	-	-	774.627	
Extranjera	Synapsis Brasil Ltda.	Brasil	Extranjera	Leasing - IBM	Brasil	Real	2,60%	-	-	-	-	-	-	-	204.234	609.693	813.927	1.411.773	748.771	-	-	2.160.544
Totales								3.410.093	10.028.257	13.438.350	21.580.035	40.524.318	11.875.674	73.980.027	3.354.679	11.912.719	15.267.398	39.231.670	14.746.606	47.774.691	101.752.967	

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	12-2010						12-2009									
								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	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	9.372.718	10.439.827	19.812.545	28.222.904	26.997.497	-	55.220.401	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.659	-	32.819.941		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	56.194	1.181.656	1.237.850	1.164.650	1.117.531	-	2.282.181	4.181.796	5.441.296	9.623.092	18.442.282	14.377.658	-	32.819.940		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,17%	968.330	1.855.135	2.823.465	866.537	-	-	866.537	77.062	235.468	312.530	3.223.239	-	-	3.223.239		
96.827.970-4	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%	-	-	-	12.395.250	-	-	12.395.250	-	-	-	-	-	-	-	11.688.452	
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	24,09%	51.831.581	-	-	-	-	-	-	-	55.497.068	55.497.068	-	-	-	-	-	
Extranjera	Ampla Energia E. Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	11,02%	-	-	-	-	-	-	-	10.712.128	23.336.844	34.048.972	35.333.322	-	-	-	35.333.322	
Extranjera	Compania Energetica Do Ceara S.A.	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	Real	10,75%	-	-	-	-	-	-	-	1.941.087	-	1.941.087	-	-	-	-	-	
Totales								62.228.823	13.476.618	23.873.860	42.649.341	28.115.028	-	70.764.369	21.093.869	89.951.972	111.045.841	87.129.577	28.755.317	-	-	-	115.884.894

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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			66.329.098	116.551.541
	Dólares	Pesos chileno	46.804.371	83.606.901
	Dólares	Pesos Colombianos	6.004	2.381
	Dólares	Soles	1.234.825	8.287.053
	Dólares	Peso Argentino	18.283.898	24.655.206
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			17.592.080	35.725.419
	Dólares	Pesos chileno	17.592.080	35.725.419
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			563.614	288.225
	Dólares	Pesos chileno	563.614	261.245
	Euros	Pesos chileno	-	26.980
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			84.484.792	152.565.185
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			84.484.792	152.565.185
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			2.887.460	10.131.240
	Dólares	Pesos chileno	2.887.460	10.131.240
Plusvalía			488.403.515	483.812.158
	Reales	Soles	10.502.214	11.050.603
	Reales	Pesos chileno	327.477.479	318.282.817
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	7.348.467	10.748.633
	Soles	Pesos chileno	118.949.428	116.436.507
	Peso Argentino	Pesos chileno	24.125.927	27.293.598
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			491.290.975	493.943.398
TOTAL ACTIVOS			575.775.767	646.508.583

			31-12-2010							31-12-2009						
			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		93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542	43.554.407	296.269.060	339.823.467	418.096.478	631.476.249	639.707.341	1.689.280.068
	Dólares	Pesos chileno	21.623.823	65.061.393	86.685.216	318.781.111	523.230.097	467.468.028	1.309.479.236	18.113.650	182.060.113	200.173.763	254.073.486	573.118.679	553.353.780	1.380.545.945
	Dólares	Reales	52.596.722	11.617.821	64.214.543	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868	1.018.392	67.854.542	68.872.934	26.976.832	14.097.354	25.725.061	66.799.247
	Dólares	Soles	4.532.918	30.789.583	35.322.501	47.472.662	52.922.272	59.759.067	160.154.001	18.169.214	33.579.600	51.748.814	113.071.393	44.260.216	60.628.500	217.960.109
	Dólares	Peso Argentino	14.514.270	29.766.746	44.281.016	33.401.409	28.115.028	-	61.516.437	6.253.151	12.774.805	19.027.956	23.974.767	-	-	23.974.767
TOTAL PASIVOS			93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542	43.554.407	296.269.060	339.823.467	418.096.478	631.476.249	639.707.341	1.689.280.068