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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado
al 30 de septiembre de 2011

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 5 secciones:

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

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	937.453.976	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	6	45.361.660	7.817.509
Otros activos no financieros corriente		37.647.837	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	1.082.708.982	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	23.077.201	20.471.607
Inventarios	9	82.872.626	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	10	127.924.371	137.987.341
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		2.337.046.653	2.264.374.686
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	73.893.290
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	73.893.290
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.337.046.653	2.338.267.976
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	40.648.226	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes		119.819.310	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	7	405.243.205	319.567.960
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	14.130.814	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.489.737.986	1.452.586.405
Plusvalía	14	1.492.543.194	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	15	7.268.062.899	6.751.940.655
Propiedad de inversión	16	34.249.499	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	17	434.861.616	452.634.364
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.299.296.749	10.667.577.131
TOTAL DE ACTIVOS		13.636.343.402	13.005.845.107

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	705.358.271	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.152.080.000	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	125.703.772	148.202.260
Otras provisiones corrientes	22	101.832.490	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	10	158.883.192	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes		73.490.640	35.790.548
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.317.348.365	2.342.647.097
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	64.630.389
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.317.348.365	2.407.277.486
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.291.066.749	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	22.897.178	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	22	213.814.489	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	17	562.264.829	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	228.375.724	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes		89.781.864	33.997.334
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.408.200.833	4.084.539.665
TOTAL PASIVOS		6.725.549.198	6.491.817.151
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.210.958.237	2.103.689.509
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.297.803.341)	(1.351.787.356)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.896.797.379	3.735.544.636
Participaciones no controladoras	24.6	3.013.996.825	2.778.483.320
PATRIMONIO TOTAL		6.910.794.204	6.514.027.956
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.636.343.402	13.005.845.107

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

 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010 y trimestre julio septiembre
 (En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2011 M\$	2010 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	4.645.607.830	4.616.737.697	1.587.952.271	1.644.524.228
Otros ingresos, por naturaleza	25	203.191.646	213.634.276	59.125.527	57.393.465
Total de Ingresos		4.848.799.476	4.830.371.973	1.647.077.798	1.701.917.693
Materias primas y consumibles utilizados	26	(2.683.199.865)	(2.565.423.616)	(882.704.835)	(923.805.054)
Margen de Contribución		2.165.599.611	2.264.948.357	764.372.963	778.112.639
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		35.664.973	30.863.662	13.110.730	16.032.280
Gastos por beneficios a los empleados	27	(269.352.057)	(267.176.395)	(95.955.283)	(89.571.963)
Gasto por depreciación y amortización	28	(313.264.863)	(355.184.817)	(107.241.366)	(119.436.659)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	1.048.188	(32.616.891)	(14.754.203)	(14.627.804)
Otros gastos por naturaleza	29	(420.265.522)	(351.282.821)	(95.167.041)	(117.309.117)
Resultado de Explotación		1.199.430.330	1.289.551.095	464.365.800	453.199.376
Otras ganancias (pérdidas)	30	(6.796.039)	3.182.259	357.796	1.890.378
Ingresos financieros	31	134.088.523	101.474.759	40.919.181	29.977.798
Costos financieros	31	(320.468.062)	(327.495.912)	(102.844.638)	(102.653.313)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	5.847.995	1.348.099	1.525.820	884.511
Diferencias de cambio	31	9.276.785	9.318.700	8.608.060	(4.733.886)
Resultado por unidades de reajuste	31	(17.038.304)	(12.414.300)	(3.936.594)	(4.750.524)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.004.341.228	1.064.964.700	408.995.425	373.814.340
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(316.549.872)	(283.191.734)	(137.921.565)	(61.702.114)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		687.791.356	781.772.966	271.073.860	312.112.226
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		687.791.356	781.772.966	271.073.860	312.112.226
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		319.025.580	342.140.865	117.269.300	143.967.670
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		368.765.776	439.632.101	153.804.560	168.144.556
GANANCIA (PÉRDIDA)		687.791.356	781.772.966	271.073.860	312.112.226
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	9,77	10,48	3,59	4,41
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	9,77	10,48	3,59	4,41
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	9,77	10,48	3,59	4,41
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	9,77	10,48	3,59	4,41

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

 Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010 y trimestre julio septiembre
 (En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2011 M\$	2010 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		687.791.356	781.772.966	271.073.860	312.112.226
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		243.429.400	60.484.095	5.401.222	(287.536.924)
Total diferencias de cambio por conversión		243.429.400	60.484.095	5.401.222	(287.536.924)
Activos financieros disponibles para la venta					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		(2.642)	1.791	(1.474)	48
Total activos financieros disponibles para la venta		(2.642)	1.791	(1.474)	48
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(88.343.833)	5.821.900	(88.470.885)	73.618.641
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(12.797.529)	(11.853.961)	(9.730.317)	(6.988.464)
Total coberturas del flujo de efectivo		(101.141.362)	(6.032.061)	(98.201.202)	66.630.177
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos					
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		140.793.525	54.107.049	(92.131.312)	(226.532.671)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral					
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		449	(304)	251	(7)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		20.417.589	927.531	19.764.726	(11.442.933)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		428.493	100.487	(1.036.920)	1.829.223
Total de impuestos a las ganancias		20.846.531	1.027.714	18.728.057	(9.613.717)
Total Otro Resultado Integral		161.640.056	55.134.763	(73.403.255)	(236.146.388)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		849.431.412	836.907.729	197.670.605	75.965.838
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		349.777.808	316.911.425	47.375.925	35.876.492
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		499.653.604	519.996.304	150.294.680	40.089.346
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		849.431.412	836.907.729	197.670.605	75.965.838

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2011	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-	41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									319.025.580	319.025.580	368.765.776	687.791.356
Otro resultado integral			75.875.638	(44.526.838)	(594.935)	(1.637)	-	30.752.228		30.752.228	130.887.828	161.640.056
Resultado integral										349.777.808	499.653.604	849.431.412
Dividendos									(193.034.066)	(193.034.066)		(193.034.066)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			3.236.883		594.935		19.399.969	23.231.787	(18.722.786)	4.509.001	(264.140.099)	(259.631.098)
Total de cambios en patrimonio	-	-	79.112.521	(44.526.838)	-	(1.637)	19.399.969	53.984.015	107.268.728	161.252.743	235.513.505	396.766.248
Saldo Final al 30/09/2011	2.824.882.835	158.759.648	192.391.411	(3.743.375)	-	40.188	(1.486.491.565)	(1.297.803.341)	2.210.958.237	3.896.797.379	3.013.996.825	6.910.794.204

Saldo Inicial al 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	26.100.491	-	41.699	(1.505.891.534)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									342.140.865	342.140.865	439.632.101	781.772.966
Otro resultado integral			(19.173.538)	(6.037.840)	(19.527)	1.465		(25.229.440)		(25.229.440)	80.364.203	55.134.763
Resultado integral										316.911.425	519.996.304	836.907.729
Dividendos									(136.396.229)	(136.396.229)		(136.396.229)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios					19.527			19.527	(19.527)	-	(446.424.118)	(446.424.118)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(19.173.538)	(6.037.840)	-	1.465	-	(25.209.913)	205.725.109	180.515.196	73.572.186	254.087.382
Saldo Final al 30/09/2010	2.824.882.835	158.759.648	177.799.672	20.062.651	-	43.164	(1.505.891.534)	(1.307.986.047)	2.023.338.315	3.698.994.751	2.932.096.275	6.631.091.026

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

Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto	Nota	enero - septiembre	
		2011 M\$	2010 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Ganancia (Pérdida)		687.791.356	781.772.966
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)			
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	316.549.872	283.191.734
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		(11.103.215)	13.709.497
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(25.996.284)	(184.574.693)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		(121.110.549)	(101.474.759)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		(153.939.550)	(6.584.904)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación		324.528.392	339.910.212
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	313.264.863	355.184.817
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(1.048.188)	32.616.891
Ajustes por provisiones		(21.619.176)	(10.821.853)
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	(9.276.785)	(9.318.700)
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas		(5.847.995)	(1.348.099)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		115.111.410	(13.744.252)
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		719.512.795	696.745.891
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(312.801.808)	(341.634.154)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(21.941.381)	(1.139.294)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.072.560.962	1.135.745.409
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	5.c	12.662.234	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		3.578.768	4.128.865
Compras de propiedades, planta y equipo		(355.826.021)	(302.451.263)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		7.591.006	1.413.652
Compras de activos intangibles		(133.280.056)	(124.451.183)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		(1.258.611)	-
Dividendos recibidos		4.012.669	2.544.581
Intereses recibidos		15.455.922	5.871.446
Otras entradas (salidas) de efectivo		6.290.518	(7.244.430)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(440.773.571)	(420.188.332)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		491.955.812	202.431.787
Total importes procedentes de préstamos		491.955.812	202.431.787
Pagos de préstamos		(448.529.016)	(535.706.023)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(8.640.208)	(20.833.939)
Dividendos pagados		(566.337.573)	(455.920.769)
Intereses pagados		(186.250.863)	(197.875.395)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(5.251.186)	(95.220.269)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(723.053.034)	(1.103.124.608)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(91.265.643)	(387.567.531)
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		67.364.582	6.371.307
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(23.901.061)	(381.196.224)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	961.355.037	1.134.900.821
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	937.453.976	753.704.597

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

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
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.....	20
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)	Sistema de retribución basados en acción.....	28
t)	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.	41
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	41
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.	42
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.....	64
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.....	81
23.1	Aspectos generales:.....	81
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	81
23.3	Otras revelaciones:.....	84
24.	PATRIMONIO.....	85
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	85
24.2	Reservas por Diferencias de conversión.....	86
24.3	Gestión del capital.....	86
24.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	86
24.5	Otras Reservas.....	86
24.6	Participaciones no controladoras.....	87
25.	INGRESOS.....	88
26.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	88
27.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	89
28.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	89
29.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	89
30.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	90
31.	RESULTADO FINANCIERO.....	90
32.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	91
33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	92
33.1	Criterios de segmentación.....	92
33.2	Generación ,distribución y otros.....	93
33.3	Países.....	96
33.4	Generación y distribución por países.....	99
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	105
34.1	Garantías directas.....	105
34.2	Garantías Indirectas.....	105
34.3	Otras informaciones.....	106
35.	DOTACIÓN.....	106
36.	HECHOS POSTERIORES.....	107
37.	MEDIO AMBIENTE.....	108
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE NUESTRAS FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO ..	109
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:.....	111
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:.....	115
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:.....	116
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:.....	117
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	122

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2011. (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

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

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 10.851 trabajadores al 30 de septiembre de 2011. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el período 2011 fue de 11.876 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2010 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de enero de 2011 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2011, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados intermedios 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 intermedios de Enersis y filiales al 30 de septiembre de 2011 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de octubre de 2011.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010.

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

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011:

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.
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 periodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.

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

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

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
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.
NIIF 10: <i>Estados financieros consolidados</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIIF 11: <i>Acuerdos conjuntos</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIIF 12: <i>Revelaciones de intereses en otras entidades</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIIF 13: <i>Medición del valor razonable</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.

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

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.

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

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

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

- La valoración de activos y plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados (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 intermedios, 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 intermedios, denominado “Sociedades que componen el Grupo Enersis”, se describe la relación de Enersis con cada una de sus filiales y entidades controladas en forma conjunta.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el primer trimestre de 2011, se concretó el cierre de los procesos de venta de las sociedades Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis). La venta de CAM se perfeccionó con fecha 24 de febrero de 2011 por un monto de M\$ 9.480.200 (US\$ 20 millones), en tanto que la venta de Synapsis se concretó el 1 de marzo de 2011 por un monto de M\$ 24.710.920 (US\$ 52 millones). Para mayor información ver Nota 11.

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

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

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, 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 (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

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

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

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,06% y un 15,5%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 14.843.005 y M\$ 9.881.061 durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 22.450.011 y M\$ 18.306.485 durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta esa fecha (Ver Nota 24.5).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	76 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	12 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	76 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	76 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	16 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	30 años	20 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	20 años	9 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	11 años

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

El 19 de abril de 2011, nuestra filial CIEN completó exitosamente el cambio de su modelo de negocios que veníamos informando anteriormente. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado) (ver nota 15.d.vi).

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

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

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

b) Propiedad de inversión.

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

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

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

c) Plusvalía.

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

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

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

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

d.1) Concesiones.

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

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

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

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 13.214.962 y M\$ 12.557.177, respectivamente.

Las concesiones 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	15 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	17 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	5 años

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

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

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

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados. Durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, 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 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 fueron las siguientes:

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

Los supuestos utilizados para determinar el valor de uso al 31 de diciembre de 2010 no presentan cambios importantes al 30 de septiembre de 2011.

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 intermedios existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial.

f) Arrendamientos.

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

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

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

g) Instrumentos financieros.

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

g.1) Activos financieros no derivados.

- **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. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

Las participaciones en asociadas sobre las que el Grupo posee una influencia significativa se registran siguiendo el método de participación. 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 intermedios, 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 30 de septiembre de 2011 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el periodo 2011 ni durante el ejercicio 2010 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 el periodo terminado al 30 de septiembre de 2011 y ejercicio 2010, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos.

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

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

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

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

En los casos en los que empleados del Grupo participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo el costo del plan asumido por esta sociedad, el Grupo registra el valor razonable de la obligación de Enel como gastos por beneficios a los empleados. Simultáneamente y por el mismo monto se registra un incremento patrimonial en otras reservas, como representación de la contribución de Enel. (Ver Nota 8.4).

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

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método indirecto. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

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

4.1 Generación:

Chile

El sector eléctrico en Chile se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y, por último, el recientemente creado Ministerio de Energía que tendrá la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables. La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc. Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

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

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de

suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW, como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

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

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

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

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

Resto de Latinoamérica.

En los otros países de Latinoamérica en que Endesa Chile opera existen distintas regulaciones. En general, las legislaciones de Brasil, Argentina, Perú y Colombia permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la misma. A diferencia de lo que ocurre en Chile, las empresas públicas participan en el sector eléctrico conjuntamente con empresas de capitales privados tanto en las actividades de Generación, Transmisión y Distribución.

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

En cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituyen Brasil, país en el cual, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo cuotas de capacidad por tecnología (licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables) o directamente licitando proyectos específicos; y Argentina, donde, pese a que el gobierno ha promovido algunas iniciativas para incentivar la inversión, tales como "Energía Plus", el aumento en capacidad instalada no ha sido el esperado. El 25 de noviembre del año 2010 se firmó un acuerdo entre la Secretaría de Energía y los agentes del mercado de generación eléctrica mediante el cual, entre otros aspectos, se busca incrementar el desarrollo de nuevos proyectos de generación, destinando para su financiamiento parte de la deuda que el Estado mantiene actualmente con estas empresas eléctricas.

En estos países la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga. A excepción de Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados por los agentes, en los demás países existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. A partir de este despacho se determina el Costo Marginal de generación que define el precio para las transacciones spot.

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

Tanto en Colombia, Brasil, Perú y Argentina los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, aunque los límites que definen tal

condición varían en cada mercado. Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales.

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

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

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

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

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

4.2 Distribución:

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. A final de 2010 el regulador ANEEL propuso modificaciones a las metodologías de cálculo tarifario para el tercer ciclo de revisiones periódicas, que se inicia en 2011. A septiembre de 2011 no se ha definido la regulación definitiva de este tema, la que se espera para fines de octubre. Por otra parte, los últimos reajustes anuales fueron realizados por ANEEL para Coelce en abril de 2010 y para Ampla en marzo de 2011. La revisión tarifaria periódica de Coelce para el período 2011-2015 está pendiente, hasta que se defina la nueva metodología tarifaria para el tercer ciclo; en el intertanto se mantienen las tarifas del período 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. Durante los primeros meses de 2010 Edesur presentó los cuadros tarifarios resultantes de la aplicación de la Res. N° 467/08 e información complementaria solicitada por ENRE; se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral-RTI contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión.

- 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 la CREG propuso 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 publicó el informe técnico definitivo el 13 de mayo de 2011. Chilectra ingresó al Panel de Expertos sus discrepancias el 3 de junio de 2011 y expuso sus fundamentos en una audiencia pública el 16 de junio. El Panel de Expertos emitió su dictamen el 8 de agosto. La CNE 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 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo en caja	605.241	279.960
Saldos en bancos	322.803.236	186.975.512
Depósitos a corto plazo	405.144.049	518.742.837
Otros instrumentos de renta fija	208.901.450	255.356.728
Total	937.453.976	961.355.037

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

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

Moneda	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
\$ Chilenos	217.769.126	322.190.328
\$ Arg	39.798.389	45.357.753
\$ Col	241.266.499	150.964.209
Real	288.338.205	309.896.646
Soles	33.712.510	39.467.666
US\$	116.569.247	93.478.435
Total	937.453.976	961.355.037

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

Desapropiaciones de subsidiarias	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	34.191.120	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	(18.824.434)	-
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	(21.311.336)	-
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	(5.944.650)	-

(*) ver nota 2.4.1

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.422.288	2.422.288
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	86.267	88.909
Beneficios post-empleo (Superávit) (*)	-	-	3.335.366	3.352.698
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	41.136.952	7.735.440	26.896.728	29.461.230
Instrumentos derivados de cobertura (**)	1.013.679	64.518	6.169.969	27.212.944
Instrumentos derivados de no cobertura (***)	3.211.029	17.551	-	91.262
Otros activos	-	-	1.737.608	339.391
Total	45.361.660	7.817.509	40.648.226	62.968.722

(*) ver nota 23.2

(**) ver nota 20.2.a

(***) ver nota 20.2.b

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-09-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.257.605.793	406.150.049	1.216.533.291	335.892.068
Deudores comerciales, bruto	1.069.235.306	167.425.830	1.124.250.876	206.462.719
Otras cuentas por cobrar, bruto	188.370.487	238.724.219	92.282.415	129.429.349

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-09-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.082.708.982	405.243.205	1.038.098.240	319.567.960
Deudores comerciales, neto (1)	901.994.769	166.638.209	953.663.462	190.617.091
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	180.714.213	238.604.996	84.434.778	128.950.869

(1) Incluye un monto por M\$ 40.398.048, 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 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\$ 187.735.377 al 30 de septiembre de 2011 y M\$ 122.301.426 al 31 de diciembre de 2010.

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

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

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

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

b) Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	30-09-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	151.790.862	159.595.681
Con antigüedad entre tres y seis meses	15.232.490	23.258.413
Con antigüedad entre seis y doce meses	28.760.886	17.551.168
Con antigüedad mayor a doce meses	65.927.486	57.202.263
Total	261.711.724	257.607.525

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2010	165.332.661
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	95.391.111
Montos castigados	(60.563.032)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(5.401.581)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	194.759.159
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	(1.048.188)
Montos castigados	(24.447.014)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	6.539.698
Saldo al 30 de septiembre de 2011	175.803.655

(*) 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	
							30-09-2011	31-12-2010	30-09-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	6.957	144.144	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	46.437	57.725	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.166	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	27.787	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.230	4.230	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	47.229	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	78	-	-	-
Extranjera	Generalma S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	160.420	134.482	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	499.649	312.951	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	20.875.175	18.413.497	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	404.363	458.094	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	371.615	533.218	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	594.457	312.084	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	87.655	-	-	-
Total							23.077.201	20.471.607	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-09-2011	31-12-2010	30-09-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	999.798	858.345	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	134.318	127.669	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	58.067.115	89.382.016	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	22.466.887	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	4.523.373	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Más de un año	-	2.428.068	-	1.084.290
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	798.530	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	336	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	119.527	139.826	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	262.514	217.889	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	2.399.793	15.963.845	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Servicios prestados	Menos de 90 días	19.511.092	15.668.298	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	3.163	3.006	-	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	114.654	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	10.868.917	23.427.988	-	-
Extranjera	Carboex S.A	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.433.755	5.310	-	-
Total							125.703.772	148.202.260	-	1.084.290

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

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30-09-2011 Totales M\$	30-09-2010 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	39.646	24.379
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(1.103)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(10.214.790)	(11.085.026)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	39.160	158.428
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	54.665	2.985
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	24.268	28.472
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	-	(134.550)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Diferencias de cambio	-	(1.204.035)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(4.490)	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	20.345	36.658
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(117.384)	(1.838)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras ventas	75.041	127.091
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	735
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	248.806	323.192
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(118.760.241)	(73.858.179)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	29.319	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	103.432	349.237
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	(36.565)	-
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	(32.714)	(55.556)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(667.663)	(521.354)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.097.122)	-
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	32.721	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.053.653)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	4.460	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz Ultima	Otras prestaciones de servicios	-	159
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Ultima	Otras ventas	-	175.358
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.181.796)	(1.679.998)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(17.803.256)	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	284.898	-
Extranjera	Central Termica San Martin	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	209.727	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Compras de Energía	(12.070)	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	875	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	19.214	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	87.656	-
76.583.350-8	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros gastos variables	1.287	(20.155)
Total					(153.706.224)	(87.335.100)

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

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

Al 30 de septiembre de 2011, no existen saldos pendientes de pago a estas sociedades. Al cierre del ejercicio 2010, existía un saldo por pagar a la sociedad Gestión Social S.A. por un monto de M\$ 13.199.

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

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

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso.

Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011.

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

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

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 30 de septiembre de 2011 y 2010:

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2011				
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$	Comité de Auditoría M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - septiembre 2011	57.817	-	-	-
Extranjero	Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - septiembre 2011	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - septiembre 2011	28.134	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	7.729	1.559
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (2)	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	7.729	1.951
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	7.729	1.951
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	-	-
TOTAL				201.587	-	23.187	5.461

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2010				
			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 - septiembre 2010	41.155	-	759	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - septiembre 2010	20.577	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	abril - septiembre 2010	12.204	-	4.324	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé (2)	Director	abril - septiembre 2010	12.204	-	4.324	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2010	20.577	-	6.608	1.520
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - septiembre 2010	19.817	-	764	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez (3)	Director	enero - abril 2010	8.374	-	2.284	1.520
TOTAL				134.908	-	19.063	3.040

- (1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que le corresponden como miembro del Directorio de la compañía.
 (2) Director desde el 27 de abril de 2010.
 (3) Director hasta el 27 de abril de 2010.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
22.298.662-1	Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
23.535.550-7	Massimo Tambosco (1)	Subgerente General
9.574.296-3	Alfredo Ergas Segal	Gerente Regional de Finanzas
14.710.692-0	Angel Chocarro García	Gerente Regional de Contabilidad
22.357.225-1	Ramiro Alfonsín Balza	Gerente Regional de Planificación y Control
23.363.734-3	Urrea Gómez Alba Marina (2)	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy (3)	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larraín Medina	Gerente de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero (4)	Gerente de Recursos Humanos
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller (2)	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

- (1) Desde el 1 de octubre de 2010
 (2) Desde el 1 de abril de 2010
 (3) Hasta noviembre de 2010 como Gerente de Recursos Humanos y desde el 1 de diciembre de 2010 como Gerente Regional de Servicios Generales
 (4) Desde el 1 de diciembre de 2010

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M\$ 2.578.318 por el período terminado a 30 de septiembre de 2011 (M\$ 1.812.052 al 30 de septiembre de 2010). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto (bono anual) y a largo plazo (principalmente indemnización por años de servicio).

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

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

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

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

Plan de participaciones restringidas de 2008:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(*) El valor de ejercicio de las participaciones restringidas fue de € 13.683.

De acuerdo al criterio contable descrito en Nota 3.s, Enersis reconoció simultáneamente un gasto de personal y un incremento patrimonial por un monto de € 1.614 (M\$ 1.094). Este monto corresponde al valor devengado durante el período en que el personal clave relacionado a este plan presta servicios Enersis.

9. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Mercaderías	745.419	691.241
Suministros para la producción	53.773.314	41.821.484
Otros inventarios (*)	28.353.893	20.138.979
Total	82.872.626	62.651.704
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	28.353.893	20.138.979
Inventarios para proyectos y repuestos	3.634.222	2.222.761
Materiales eléctricos	24.719.671	17.916.218

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de septiembre de 2011 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 595.644.374 (M\$ 572.987.302 al 30 de septiembre de 2010). Ver nota 26.

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pagos provisionales mensuales	68.735.597	72.580.350
IVA crédito fiscal	28.507.403	29.618.364
Crédito por utilidades absorbidas	8.285.317	14.672.543
Créditos por gastos de capacitación	-	242.796
Otros	22.396.054	20.873.288
Total	127.924.371	137.987.341

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto a la renta	60.513.075	72.454.199
IVA débito fiscal	43.423.832	36.856.368
Impuesto de timbres y estampillas	-	733
Provisión para impuestos	395.559	1.583.669
Otros	54.550.726	36.771.686
Total	158.883.192	147.666.655

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

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

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

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

El día 20 de diciembre de 2010, el Directorio de Enersis S.A. aceptó las ofertas recibidas por la totalidad de sus participaciones sociales que posee en CAM y Synapsis. La oferta por la adquisición de Cam fue presentada por Graña y Montero S.A.A., empresa de nacionalidad peruana, quien ofertó la suma de US\$ 20 millones, monto que 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. La venta de Cam se concretó el día 24 de febrero de 2011 y Synapsis el día 01 de marzo de 2011 (ver nota 2.4.1).

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

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

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

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

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a) A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el periodo 2011 y ejercicio 2010:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2011 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 30/09/2011 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/09/2011
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	3.827	1.557	(1.779)	1.557	-	5.162	-	5.162
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	8.089.685	3.111.166	(3.456.085)	3.063.104	-	10.807.870	-	10.807.870
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	2.883.633	2.706.438	-	(140.339)	(7.457.070)	(2.007.338)	2.007.338	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.094.078	30.343	-	163.252	-	3.287.673	-	3.287.673
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	30.151	(1.509)	-	1.467	-	30.109	-	30.109
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	(278)	-	-	-
TOTALES					14.101.652	5.847.995	(3.457.864)	3.089.041	(7.457.348)	12.123.476	2.007.338	14.130.814

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2010 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2010 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2009
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	0,02%	3.775	1.867	(1.635)	(180)	-	3.827	-	3.827
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	7.818.937	3.352.867	(3.186.199)	104.080	-	8.089.685	-	8.089.685
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	10.127.465	(2.542.879)	-	(569.597)	(4.131.356)	2.883.633	-	2.883.633
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.297.780	202.973	-	(406.675)	-	3.094.078	-	3.094.078
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	33.226	911	-	(3.986)	-	30.151	-	30.151
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	-	278	-	278
TOTALES					21.281.461	1.015.739	(3.187.834)	(876.358)	(4.131.356)	14.101.652	-	14.101.652

- (1) 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 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.

c) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de septiembre de 2011							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	31.206.217	781.510	24.681.786	-	2.019.816	(1.952.387)	67.429
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	25.430.280	-	-	7.321.817	(1.427)	7.320.390
GNL Quintero S.A	20,00%	105.029.288	603.130.471	31.603.092	686.593.354	68.516.385	(54.984.240)	13.532.145
Electrogas S.A.	0,02125%	4.235.818	45.498.893	7.248.579	18.193.692	12.864.543	(5.538.969)	7.325.574

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2010							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	42.063.375	710.433	35.898.080	-	3.631.967	(3.180.916)	451.051
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	-	19.034.552	-	-	8.053.180	(164.082)	7.889.098
GNL Quintero S.A	20,00%	43.182.432	548.261.034	15.642.419	561.382.881	46.342.847	(59.057.243)	(12.714.396)
Electrogas S.A.	0,02125%	6.145.145	36.271.189	8.307.494	16.098.755	15.575.506	(6.788.817)	8.786.689

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

12.2 Sociedades con control conjunto

A continuación se incluye información al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo posee control conjunto y que se ha utilizado en el proceso de consolidación (proporcionalmente):

	30 de septiembre de 2011							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	12.013.714	111.087.096	6.044.500	883.578	-	(4.254.973)	(4.254.973)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.170.042	10.670.460	174.438	973.560	1.721.172	(1.083.314)	637.858
Gas Atacama S.A.	50,00%	115.946.520	317.691.040	129.235.232	43.775.240	185.927.310	(173.362.762)	12.564.548
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	21.905.834	108.853.303	22.875.209	35.408.874	50.007.236	(46.448.616)	3.558.620

	31 de diciembre de 2010							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	7.609.649	99.469.947	7.655.622	642.418	-	(7.186.862)	(7.186.862)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.226.372	9.502.126	1.730.150	943.702	2.122.132	(1.196.978)	925.154
Gas Atacama S.A.	50,00%	111.484.190	291.968.048	138.310.532	43.440.220	334.321.296	(294.331.806)	39.989.490
Sistemas Sec S.A. (*)	49,00%	4.948.616	6.402.040	4.057.366	3.793.979	5.420.246	(5.074.838)	345.408
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	22.106.093	95.012.672	25.746.539	29.366.858	71.377.710	(63.501.842)	7.875.868

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

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Activos intangibles	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos Intangibles netos	1.489.737.986	1.452.586.405
Servidumbre	10.705.002	10.698.674
Derechos de Agua	16.783.423	13.745.590
Concesiones Neto	1.398.995.286	1.362.756.775
Costos de Desarrollo	2.329.697	2.262.982
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	32.137	23.121
Programas Informáticos	56.323.337	58.255.724
Otros Activos Intangibles Identificables	4.569.104	4.843.539

Activos intangibles	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos Intangibles bruto	2.368.378.219	2.257.171.663
Servidumbre	14.316.253	14.216.582
Derechos de Agua	19.191.324	17.263.434
Concesiones	2.146.129.647	2.052.188.016
Costos de Desarrollo	4.399.373	3.875.653
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	34.393	25.123
Programas Informáticos	172.590.969	158.061.864
Otros Activos Intangibles Identificables	11.716.260	11.540.991

Activos intangibles	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(878.640.233)	(804.585.258)
Servidumbre	(3.611.251)	(3.517.908)
Derechos de Agua	(2.407.901)	(3.517.844)
Concesiones	(747.134.361)	(689.431.241)
Costos de Desarrollo	(2.069.676)	(1.612.671)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(2.256)	(2.002)
Programas Informáticos	(116.267.632)	(99.806.140)
Otros Activos Intangibles Identificables	(7.147.156)	(6.697.452)

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

Año 2011

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 01/01/2011	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
Movimientos en activos intangibles identificables								
Adiciones	466.644	11.137	174.589	129.384.287	-	3.975.965	6.993	134.019.615
Retiros	(391.658)	-	-	(7.591.006)	-	(467.835)	(118.820)	(8.569.319)
Amortización (*)	(254.911)	(13.811)	(239.143)	(65.040.692)	-	(9.500.761)	(382.865)	(75.432.183)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	261.944	9.002	1.077.679	(6.946.861)	2.608	2.837.650	458.499	(2.299.479)
Otros incrementos (disminuciones)	(15.304)	-	2.024.708	(13.567.217)	6.408	1.222.594	(238.242)	(10.567.053)
Total movimientos en activos intangibles identificables	66.715	6.328	3.037.833	36.238.511	9.016	(1.932.387)	(274.435)	37.151.581
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 30/09/2011	2.329.697	10.705.002	16.783.423	1.398.995.286	32.137	56.323.337	4.569.104	1.489.737.986

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

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

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 30 de septiembre de 2011 (Ver nota 3e).

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre 2010, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

14. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2010 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2010 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 30/09/2011 M\$
Distrilec Inversora S.A.	5.345.473	(628.562)	4.716.911	246.581	4.963.492
Empresa Distribuidora Sur S.A.	4.528.910	(532.544)	3.996.366	208.915	4.205.281
Ampla Energia e Serviços S.A.	247.628.585	(7.897.598)	239.730.987	(1.194.943)	238.536.044
Investluz S.A.	125.801.783	(4.012.172)	121.789.611	(607.063)	121.182.548
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	10.748.633	(212.190)	10.536.443	1.225.446	11.761.889
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	3.139.337	-	3.139.337	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	3.290.092	(386.875)	2.903.217	151.769	3.054.986
Southern Cone Power Argentina S.A.	2.733.491	(321.426)	2.412.065	126.093	2.538.158
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	14.176.409	(1.666.976)	12.509.433	653.944	13.163.377
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	1.516.768	-	1.516.768	-	1.516.768
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	7.497.542	(149.075)	7.348.467	854.668	8.203.135
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	40.516.247	(2.010.631)	38.505.616	4.928.336	43.433.952
Cachoeira Dourada S.A.	91.330.028	(3.426.563)	87.903.465	(438.157)	87.465.308
Edegel S.A.A	75.920.260	(2.989.192)	72.931.068	8.820.715	81.751.783
Emgesa S.A. E.S.P.	4.769.025	(95.607)	4.673.418	543.500	5.216.918
Chilectra S.A.	128.374.362	-	128.374.362	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	731.782.459	-	731.782.459	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	12.051	(598)	11.453	1.466	12.919
Total	1.501.351.933	(24.330.009)	1.477.021.924	15.521.270	1.492.543.194

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 (ver nota 3 e).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.268.062.899	6.751.940.655
Construcción en Curso	1.055.806.830	810.013.619
Terrenos	108.675.792	122.864.336
Edificios	588.735.125	477.500.896
Planta y Equipo	5.402.972.628	5.242.469.609
Equipamiento de Tecnologías de la Información	11.029.352	6.929.468
Instalaciones Fijas y Accesorios	19.060.044	9.513.233
Vehículos de Motor	3.021.820	1.892.193
Otras Propiedades, Planta y Equipo	78.761.308	80.757.301

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.511.374.199	11.526.132.674
Construcción en Curso	1.055.806.830	810.013.619
Terrenos	108.675.792	122.864.336
Edificios	818.380.422	679.581.425
Planta y Equipo	10.309.104.209	9.704.584.733
Equipamiento de Tecnologías de la Información	31.170.580	33.139.638
Instalaciones Fijas y Accesorios	54.162.747	53.665.511
Vehículos de Motor	7.274.796	8.170.190
Otras Propiedades, Planta y Equipo	126.798.823	114.113.222

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.243.311.300)	(4.774.192.019)
Edificios	(229.645.297)	(202.080.529)
Planta y Equipo	(4.906.131.581)	(4.462.115.124)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(20.141.228)	(26.210.170)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(35.102.703)	(44.152.278)
Vehículos de Motor	(4.252.976)	(6.277.997)
Otros	(48.037.515)	(33.355.921)

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

Movimientos año 2011	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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	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
Adiciones	358.967.358	-	-	-	-	-	-	-	358.967.358
Desapropiaciones	-	(13.548)	(938)	(953.139)	(536)	-	-	-	(968.161)
Retiros	-	(2.308)	(938)	(3.453.315)	(8.924)	(6.266)	(25.037)	-	(3.496.788)
Gasto por depreciación (*)	-	-	(13.971.314)	(216.325.139)	(2.022.299)	(2.028.838)	(467.601)	(3.017.489)	(237.832.680)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	20.300.304	7.523.029	67.127.230	271.498.488	5.528.787	7.557.401	1.108.741	3.836.195	384.480.175
Otros incrementos (decrementos)	(133.474.451)	(21.695.717)	58.080.189	109.736.124	602.856	4.024.514	513.524	(2.814.699)	14.972.340
Total movimientos	245.793.211	(14.188.544)	111.234.229	160.503.019	4.099.884	9.546.811	1.129.627	(1.995.993)	516.122.244
Saldo final al 30 de septiembre de 2011	1.055.806.830	108.675.792	588.735.125	5.402.972.628	11.029.352	19.060.044	3.021.820	78.761.308	7.268.062.899

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

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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	710.996.813	105.539.626	537.134.153	5.290.412.998	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 Mantenedos 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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

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

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

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

b) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 136.444.135 y M\$ 129.749.447, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	30-09-2011			31-12-2010		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.308.281	2.199.758	13.108.523	12.311.927	2.117.942	10.193.985
Entre un año y cinco años	42.919.205	7.030.739	35.888.466	40.900.311	8.856.066	32.044.245
Más de cinco años	28.187.379	2.673.098	25.514.281	32.304.929	3.209.115	29.095.814
Total	86.414.865	11.903.595	74.511.270	85.517.167	14.183.123	71.334.044

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.
2. Edegel S.A.: corresponde a 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 + 2,5% y Libor +2,0%, al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, respectivamente.

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 30 de septiembre de 2011 y 2010 incluyen M\$ 13.300.615 y M\$ 12.931.567, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de septiembre de 2011 y 2010, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-09-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Menor a un año	6.726.358	13.309.401
Entre un año y cinco años	19.930.267	20.500.145
Más de cinco años	37.508.171	7.954.802
Total	64.164.796	41.764.348

d) Otras informaciones

- i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2011 y diciembre de 2010 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 204.994.600 y M\$ 205.979.469, respectivamente.
- ii) Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 323.782.885 y M\$ 305.655.772, respectivamente (ver Nota 34).
- iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$300.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$30.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.
- iv) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50% consolidada por integración proporcional, posee, entre otros activos, una planta de generación de electricidad de ciclo combinado en el norte de Chile. Ante la imposibilidad de importar gas natural de países limítrofes, Gas Atacama se ha visto en la necesidad de generar electricidad utilizando combustibles alternativos cuyo costo se ha incrementado de forma muy significativa desde los últimos meses de 2007 debido al incremento de precio del petróleo. Como consecuencia de esta situación la sociedad presentó demandas con la finalidad de cancelar anticipadamente el contrato que mantiene con la distribuidora Emel. El 25 de enero de 2008 se resolvió el arbitraje sobre dicha solicitud habiéndose denegado la cancelación anticipada del mencionado contrato. Esta situación redujo de forma significativa el valor recuperable de la citada planta por lo que al 31 de diciembre de 2007, se reconoció una provisión de pérdida por deterioro por un monto de MMUS\$110.
- v) Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Compañía sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos es menor, siendo las únicas que experimentaron algún daño en su infraestructura las Centrales Bocamina I y Bocamina II, esta última en etapa de construcción, más algunos activos específicos en el negocio de distribución.

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

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

vi) 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.

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

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

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

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	31.231.839
Adiciones	1.303.676
Desapropiaciones	(2.732.209)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	3.239.877
Saldo al 31 de diciembre de 2010	33.019.154
Adiciones	1.738.495
Desapropiaciones	(490.127)
Gasto por depreciación	(18.023)
Saldo final propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2011	34.249.499

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2010, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 34.099.993 en 2010. Al 30 de septiembre de 2011 el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el período 2011 y ejercicio 2010 son M\$ 2.330.179 y M\$8.015.891, respectivamente.

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

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

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

- a) El origen de los impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	134.958.506	124.814.250	494.254.694	474.063.238
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	6.251.558	8.292.149
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	11.383.842	9.031.226	21.072.723	26.142.262
Impuestos diferidos relativos a provisiones	120.473.497	130.298.290	8.908.056	7.494.432
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	19.053.261	46.746.028	83.067	1.155.119
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	37.183.144	38.073.254	5.657.172	3.674.593
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	34.283.409	39.794.055	-	4.324.798
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	23.477.188	36.399.383	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	54.048.769	27.477.878	26.037.559	30.776.987
Total Impuestos Diferidos	434.861.616	452.634.364	562.264.829	555.923.578

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

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	454.896.521	573.049.297
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(9.615.881)	(2.995.918)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	13.742.269	2.870.641
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(12.073.361)	(17.943.096)
Otros incrementos (decrementos)	5.684.816	942.654
Saldo al 31 de diciembre de 2010	452.634.364	555.923.578
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(25.635.838)	(6.881.023)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(2.311.055)	503.806
Diferencia de conversión de moneda extranjera	12.485.747	31.026.257
Otros incrementos (decrementos)	(2.311.602)	(18.307.789)
Saldo al 30 de septiembre de 2011	434.861.616	562.264.829

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 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 16.906.776 y M\$ 16.551.349, respectivamente. Ver nota 3.o.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales, asociadas y entidades bajo control conjunto, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y entidades bajo control conjunto, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2011 asciende a M\$ 2.274.553.454 (M\$ 1.995.679.814 al 31 de diciembre de 2010).

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

País	Período
Chile	2007-2010
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	30 de septiembre de 2011			30 de septiembre de 2010		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(2.642)	449	(2.193)	1.791	(304)	1.487
Cobertura de Flujo de Caja	(101.141.362)	20.417.589	(80.723.773)	(6.032.061)	927.531	(5.104.530)
Ajustes por conversión	243.429.400	-	243.429.400	60.484.095	-	60.484.095
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	(1.491.871)	428.493	(1.063.378)	(346.776)	100.487	(246.289)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	140.793.525	20.846.531	161.640.056	54.107.049	1.027.714	55.134.763

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	691.398.715	3.072.193.449	652.979.492	2.763.822.330
Instrumentos derivados de cobertura (*)	6.532.515	207.369.636	10.002.909	240.113.443
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	4.395.827	-	-	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.621.113	11.503.664	1.967.333	11.020.674
Otros pasivos financieros	410.101	-	648.284	-
	705.358.271	3.291.066.749	665.598.018	3.014.956.447

(*) 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 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 30 de septiembre de 2011		Saldo al 31 de diciembre de 2010	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que Devengan Intereses	691.398.715	3.072.193.449	652.979.492	2.763.822.330
Préstamos bancarios	314.448.134	359.659.720	202.003.354	451.937.608
Obligaciones no garantizadas	256.569.100	2.403.216.186	281.652.334	2.039.070.748
Obligaciones garantizadas	6.187.014	19.830.485	9.522.288	17.703.710
Arrendamiento financiero	13.108.523	61.402.747	10.193.985	61.140.059
Otros préstamos	101.085.944	228.084.311	149.607.531	193.970.205
Total	691.398.715	3.072.193.449	652.979.492	2.763.822.330

El desglose por monedas y vencimientos de los **Préstamos Bancarios** al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2011	Vencimiento		Total No Corriente al 30/09/2011	
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	2,83%	Sin Garantía	139.959	21.253.382	21.393.341	107.035.793	1.280.455	-	108.316.248
Perú	US\$	3,44%	Sin Garantía	3.069.939	8.691.461	11.761.400	5.297.737	16.414.597	30.587.044	52.299.378
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	213.236	7.521.520	7.734.756	24.068.864	-	-	24.068.864
Argentina	US\$	5,10%	Sin Garantía	705.416	9.350.861	10.056.277	16.032.277	-	-	16.032.277
Argentina	\$ Arg	18,56%	Sin Garantía	28.100.131	13.384.910	41.485.041	48.692.223	-	-	48.692.223
Colombia	\$ Col	6,48%	Sin Garantía	-	86.713.782	86.713.782	-	-	-	-
Brasil	US\$	5,87%	Sin Garantía	2.959.204	3.685.438	6.644.642	13.390.477	13.303.976	8.884.923	35.579.376
Brasil	Real	12,74%	Sin Garantía	31.348.206	97.310.689	128.658.895	74.671.354	-	-	74.671.354
Total				66.536.091	247.912.043	314.448.134	289.188.725	30.999.028	39.471.967	359.659.720

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2010	
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años
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	-	5.253.378	5.253.378	11.677.838	13.433.724	9.323.740	34.435.302
Brasil	Real	10,17%	Sin Garantía	10.149.162	89.647.254	99.796.416	141.658.470	-	-	141.658.470
Total				33.214.645	168.788.709	202.003.354	230.557.425	190.395.117	30.985.066	451.937.608

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2011 asciende a M\$ 657.377.026 y al 31 de diciembre de 2010 a M\$ 844.554.823.

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor continuación

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	09-2011											12-2010					
										Corriente M\$			No Corriente M\$					Corriente M\$			No Corriente M\$					
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	13,50%	13,50%	Al vencimiento	6.088.069	-	6.088.069	-	-	-	-	-	3.705.866	3.705.866	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	16,00%	14,90%	Al vencimiento	5.256.602	-	5.256.602	-	-	-	-	1.778.439	1.778.439	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	US\$	5,43%	LIBOR+4,8%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	381.952	381.952	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	US\$	3,80%	IRIBOR+3,8%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	277.010	277.010	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	16,00%	15,75%	Al vencimiento	3.006.464	-	3.006.464	-	-	-	-	1.779.852	1.779.852	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	16,00%	13,90%	Al vencimiento	1.003.529	-	1.003.529	-	-	-	-	-	954.115	954.115	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Banco Standard	Argentina	\$ Arg	16,00%	15,75%	Al vencimiento	2.565.696	-	2.565.696	-	-	-	-	1.159.754	1.159.754	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	16,00%	14,00%	Al vencimiento	376.241	-	376.241	-	-	-	-	357.808	357.808	-	-	-	-	-	-		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	6,32%	Semestral	114.219	853.637	967.856	1.707.274	1.280.455	-	2.987.729	-	821.662	821.662	1.531.395	1.531.396	-	-	3.062.791		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	1,60%	Libor+1,0	Semestral	-	753.905	753.905	1.494.012	-	1.494.012	356.896	335.088	691.984	1.340.104	670.052	-	-	-	2.010.156		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento	25.740	-	25.740	30.631.180	-	30.631.180	24.636	-	24.636	-	27.418.295	-	-	-	27.418.295		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento	-	-	-	17.132.694	-	17.132.694	-	-	-	-	15.335.657	-	-	-	15.335.657		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento	-	-	-	25.968.626	-	25.968.626	-	-	-	-	23.235.843	-	-	-	23.235.843		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Central Hispano S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento	-	-	-	17.132.694	-	17.132.694	-	-	-	-	15.335.656	-	-	-	15.335.656		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Español de crédito S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento	-	-	-	12.979.313	-	12.979.313	-	-	-	-	11.617.921	-	-	-	11.617.921		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Deutsche Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento	37.608	2.404.810	2.442.418	8.016.139	-	8.016.139	1.383.337	8.390.068	9.773.405	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento	37.608	2.404.810	2.442.418	8.016.139	-	8.016.139	1.383.337	8.390.068	9.773.405	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	17.614	793.033	810.647	793.033	-	793.033	22.071	1.095.330	1.117.401	1.095.330	-	-	-	-	1.095.330		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Standard - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	13.757	619.557	633.314	619.557	-	619.557	22.071	1.095.330	1.117.401	1.095.330	-	-	-	-	1.095.330		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	17.614	793.033	810.647	3.890.815	-	3.890.815	23.732	1.177.774	1.201.506	1.177.774	-	-	-	-	1.177.774		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	11.558	520.428	531.986	520.428	-	520.428	19.936	989.330	1.009.266	989.330	-	-	-	-	989.330		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco de Galicia - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	5.502	247.823	253.325	247.823	-	247.823	9.483	471.110	480.603	471.110	-	-	-	-	471.110		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	150.552	-	150.552	-	-	-	8.307	412.221	420.528	412.221	-	-	-	-	412.221		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	75.276	-	75.276	-	-	-	8.307	412.221	420.528	412.221	-	-	-	-	412.221		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	15,84%	15,84%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	10.029	-	10.029	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	14,50%	14,50%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	729.446	-	729.446	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Francés	Argentina	\$ Arg	14,93%	14,93%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	596.140	-	596.140	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Industrial	Argentina	\$ Arg	17,34%	3PC + 5,00%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	711.729	-	711.729	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	17,75%	17,75%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	2.391.059	-	2.391.059	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	757	255.567	256.324	4.130.380	-	4.130.380	245.369	2.314	247.683	1.226.886	-	-	-	-	1.226.886		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Standard - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	1.665	562.248	563.913	2.271.709	-	2.271.709	539.813	5.092	544.905	2.699.066	-	-	-	-	2.699.066		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	76.488	408.908	485.396	4.749.937	-	4.749.937	392.591	3.703	396.294	1.962.957	-	-	-	-	1.962.957		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	605	204.454	205.059	826.076	-	826.076	196.296	1.851	198.147	981.478	-	-	-	-	981.478		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco de Galicia - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	605	204.454	205.059	3.923.861	-	3.923.861	196.296	1.851	198.147	981.478	-	-	-	-	981.478		
Extranjera	Hidroeléctrica El Ocoacán	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	484	163.563	164.047	697.210	-	697.210	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	Extranjera	PNC BANK	E.E.U.U.	US\$	3,09%	3,09%	Semestral	-	115.878	115.878	-	-	-	-	208.031	208.031	-	-	-	-	-	-		
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	7,50%	Anual	-	-	19.529.962	-	-	-	-	17.550.375	17.550.375	-	-	-	-	-	-		
Totales										66.536.091	247.912.043	314.448.134	289.188.725	30.999.028	39.471.967	359.659.720	33.214.645	168.788.709	202.003.354	230.557.425	190.395.117	30.985.066	451.937.608			

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

18.2 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones No Garantizadas** al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2011
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	3.223.946	9.356.651	12.580.597	399.999.648	103.294.151	290.024.274	793.318.073
Chile	CH\$	5,31%	Sin Garantía	8.457.268	6.683.745	15.141.013	15.465.958	16.901.865	402.151.854	434.519.677
Perú	US\$	6,98%	Sin Garantía	235.072	247.824	482.896	-	18.810.566	19.900.808	38.711.374
Perú	Soles	7,38%	Sin Garantía	27.437.342	164.178	27.601.520	81.271.765	38.568.425	31.026.270	150.866.460
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	4.089.076	4.056.735	8.145.811	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,90%	Sin Garantía	1.587.438	115.103.044	116.690.482	133.281.294	77.813.474	584.034.210	795.128.978
Brasil	Real	12,92%	Sin Garantía	8.061.991	67.864.790	75.926.781	78.285.105	77.906.082	34.480.437	190.671.624
Total				53.092.133	203.476.967	256.569.100	708.303.770	333.294.563	1.361.617.853	2.403.216.186

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	20.226.869	722.956	20.949.825	185.675.099	263.691.199	261.884.873	711.251.171
Chile	CH\$	5,32%	Sin Garantía	1.091.599	9.114.072	10.205.671	14.544.226	15.984.434	396.428.448	426.957.108
Perú	US\$	6,88%	Sin Garantía	870.099	3.801.453	4.671.552	-	7.528.779	27.242.221	34.771.000
Perú	Soles	7,35%	Sin Garantía	19.784.574	49.456	19.834.030	57.933.048	51.988.516	39.215.602	149.137.166
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	-	7.736.090	7.736.090	3.862.274	-	-	3.862.274
Colombia	\$ Col	7,88%	Sin Garantía	1.586.797	131.473.631	133.060.428	89.822.752	37.829.581	414.522.034	542.174.367
Brasil	Real	11,29%	Sin Garantía	7.503.875	77.690.863	85.194.738	128.445.480	42.472.182	-	170.917.662
Total				51.063.813	230.588.521	281.652.334	480.282.879	419.494.691	1.139.293.178	2.039.070.748

18.3 El desglose por monedas y vencimientos de las **Obligaciones Garantizadas** al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 30/09/2011
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	231.851	-	231.851	10.428.586	-	-	10.428.586
Perú	Soles	6,35%	Con Garantía	5.894.947	60.216	5.955.163	9.401.899	-	-	9.401.899
Total				6.126.798	60.216	6.187.014	19.830.485	-	-	19.830.485

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	66.252	66.252	9.367.060	-	-	9.367.060
Perú	Soles	6,26%	Con Garantía	4.373.389	5.082.647	9.456.036	4.168.325	4.168.325	-	8.336.650
Total				4.373.389	5.148.899	9.522.288	13.535.385	4.168.325	-	17.703.710

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2011 asciende a M\$ 3.250.406.864 y al 31 de diciembre de 2010 a M\$ 2.753.493.822.

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	Garantía	09-2011					12-2010								
										Corriente M\$		Total Corriente	No Corriente M\$		Total No Corriente	Corriente M\$		Total Corriente	No Corriente M\$		Total No Corriente		
										Menos de 90 días	más de 90 días		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años	Menos de 90 días		más de 90 días	Uno a Tres Años		Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,57%	6,57%	SI	135.152	-	135.152	4.700.949	-	4.700.949	-	52.430	52.430	4.168.325	-	4.168.325		
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,16%	6,16%	SI	5.759.795	-	5.759.795	-	-	-	5.030.217	5.030.217	-	-	-	-		
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,15%	6,15%	SI	-	60.216	60.216	4.700.950	-	4.700.950	117.614	117.614	-	4.168.325	-	4.168.325		
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	5,91%	5,91%	SI	-	-	-	-	-	-	4.255.775	4.255.775	-	-	-	-		
Extranjera	Chinango	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	6,15%	6,15%	SI	231.851	-	231.851	10.428.586	-	10.428.586	-	66.252	66.252	9.367.060	-	9.367.060		
Totales Bonos Garantizados										6.126.798	60.216	6.187.014	19.830.485	-	19.830.485	4.373.389	5.148.899	9.522.288	13.535.385	4.168.325	-	17.703.710	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BONOS	Brasil	Real	12,01%	CDI+1,05%aa	No	1.102.468	51.900.308	53.002.776	-	-	-	4.686.546	52.169.863	56.856.409	52.170.000	-	-	52.170.000	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BONOS	Brasil	Real	12,28%	CDI+1,30%aa	No	1.234.575	-	1.234.575	32.354.931	-	32.354.931	174.000	174.000	32.523.060	-	-	-	32.523.060	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BONOS	Brasil	Real	16,48%	CDI+5,61%aa	No	4.962.102	-	4.962.102	13.691.668	77.906.082	34.480.437	126.078.187	153.269	153.269	13.096.397	26.860.183	-	-	39.956.580
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B5	Colombia	\$ Col	IPC+6,14%	IPC+6,14%	No	-	-	-	-	-	-	240.683	240.683	48.896.093	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	\$ Col	9,09%	8,80%	No	351.988	-	351.988	67.862.166	-	67.862.166	307.948	307.948	60.819.262	-	-	-	60.819.262	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B302	Colombia	\$ Col	IPC+4,60%	IPC+4,60%	No	-	-	-	-	-	-	353.650	353.650	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	8,03%	7,80%	No	403.835	-	403.835	-	105.734.769	105.734.769	-	-	-	-	-	94.695.348	94.695.348	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B502	Colombia	\$ Col	5,97%	5,97%	No	27.807	9.153.249	9.181.056	-	-	-	22.810	22.810	8.203.302	-	-	-	8.203.302	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	6,06%	6,06%	No	103.640	-	103.640	23.208.861	-	23.208.861	69.066	69.066	20.800.188	-	-	-	20.800.188	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	8,74%	8,46%	No	85.538	-	85.538	20.494.374	-	20.494.374	89.400	89.400	-	18.367.417	-	-	18.367.417	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	8,28%	8,04%	No	165.988	-	165.988	-	21.715.893	21.715.893	90.029	90.029	-	-	19.462.164	-	19.462.164	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	5,65%	5,53%	No	102.641	-	102.641	21.715.893	-	21.715.893	132.693	132.693	-	19.462.164	-	-	19.462.164	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	6,61%	6,45%	No	346.001	-	346.001	-	39.360.056	39.360.056	280.518	280.518	-	-	35.275.172	-	35.275.172	
Extranjera	Compañía Energetica	Brasil	Extranjera	Itau	Brasil	Real	12,34%	12,11%	No	-	-	-	-	-	-	890.856	25.521.000	26.411.856	-	-	-	-	
Extranjera	Compañía Energetica	Brasil	Extranjera	Santander	Brasil	Real	14,41%	14,11%	No	762.846	15.964.482	16.727.328	32.238.506	-	32.238.506	1.599.204	1.599.204	30.656.023	15.611.999	-	-	46.268.022	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,41%	6,31%	No	81.606	-	81.606	-	4.700.950	4.700.950	-	6.578	6.578	-	-	4.168.325	4.168.325	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,38%	6,28%	No	71.359	-	71.359	-	4.700.950	4.700.950	128.730	128.730	-	-	-	4.168.325	4.168.325	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,86%	6,75%	No	21.154	-	21.154	3.760.760	-	3.760.760	75.030	75.030	-	-	3.334.660	-	3.334.660	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,54%	6,44%	No	-	10.185	10.185	4.700.950	-	4.700.950	76.767	76.767	4.168.325	-	-	-	4.168.325	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,73%	6,63%	No	108.440	-	108.440	4.700.950	-	4.700.950	-	29.070	29.070	4.168.325	-	-	-	4.168.325
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,61%	6,50%	No	93.431	-	93.431	4.700.950	-	4.700.950	-	13.808	13.808	4.168.325	-	-	-	4.168.325
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	Soles	6,70%	6,59%	No	-	22.418	22.418	5.321.475	-	5.321.475	97.660	97.660	-	4.718.544	-	-	4.718.544	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	5,86%	5,78%	No	64.529	-	64.529	-	4.257.926	4.257.926	127.919	127.919	-	-	4.683.530	-	4.683.530	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	6,06%	5,97%	No	-	-	-	-	-	-	100.637	3.746.824	3.847.461	-	-	-	-	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	6,44%	6,34%	No	174.856	-	174.856	-	5.214.294	5.214.294	127.923	127.923	-	-	4.683.530	-	4.683.530	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	7,25%	7,13%	No	-	59.724	59.724	-	5.068.294	5.068.294	-	54.629	54.629	-	4.552.391	-	-	4.552.391
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Peru	US\$	7,13%	7,13%	No	-	-	-	-	5.214.294	5.214.294	132.266	132.266	-	-	3.824.571	-	3.824.571	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Peru	US\$	9,20%	9,00%	No	-	7.821	7.821	-	5.214.294	5.214.294	94.171	94.171	-	2.976.388	-	-	2.976.388	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Peru	US\$	6,09%	6,00%	No	-	-	-	5.214.294	-	5.214.294	142.213	142.213	-	-	4.683.530	-	4.683.530	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Peru	US\$	6,73%	6,63%	No	71.968	-	71.968	5.214.294	-	5.214.294	77.278	77.278	-	-	4.683.530	-	4.683.530	
Extranjera	Edogel	Peru	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Peru	US\$	7,93%	7,78%	No	45.908	-	45.908	-	3.313.684	3.313.684	67.692	67.692	-	-	4.683.530	-	4.683.530	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Caja de Pensiones Militar Policial	Peru	Soles	1,27%	0,54%	No	-	-	-	-	-	-	3.465.734	3.465.734	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	FOR - Macrofondo	Peru	Soles	8,67%	8,44%	No	-	-	-	-	-	-	819.886	819.886	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Peru	Soles	9,92%	6,50%	No	-	-	-	-	-	-	40.394	40.394	-	3.932.869	-	-	3.932.869	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Peru	Soles	9,92%	6,50%	No	4.279	-	4.279	-	-	-	14.881	14.881	-	3.924.661	-	-	3.924.661	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	AFP Integra	Peru	Soles	8,94%	8,75%	No	109.574	-	109.574	4.591.500	-	4.591.500	8.489	8.489	-	7.835.713	-	-	7.835.713	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especial	Peru	Soles	8,00%	7,84%	No	91.829	-	91.829	4.581.918	-	4.581.918	24.315	24.315	-	5.001.990	-	-	5.001.990	
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	AFP Integra	Peru	Soles	7,71%	7,56%	No	158.564	-	158.564	9.147.926	-	9.147.926	25.430	25.430	666.932	-	-	-	666.932	

- 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	09-2011							12-2010						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.030.525	1.030.525	2.948.137	2.451.970	13.614.907	19.015.014	-	881.720	881.720	3.004.174	2.342.336	12.408.341	17.754.851
Extranjera	Edegel	Peru	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	2.078.679	5.693.307	7.771.986	11.683.958	13.979.353	13.246.071	38.909.382	1.877.853	5.562.774	7.440.627	12.096.296	11.246.668	16.687.463	40.030.427
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-	Gasred S.A.	Chile	US\$	8,27%	-	71.610	71.610	-	-	-	-	249.450	249.450	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Peru	Extranjera	BBVA	Peru	Soles	6,30%	-	3.792.162	3.792.162	2.793.493	-	-	2.793.493	448.208	713.588	1.161.796	2.406.791	-	-	2.406.791
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	-	442.240	442.240	684.858	-	-	684.858	-	460.392	460.392	947.990	-	-	947.990
Totales Leasing								2.078.679	11.029.844	13.108.523	18.110.446	16.431.323	26.860.978	61.402.747	2.326.061	7.867.924	10.193.985	18.455.251	13.589.004	29.095.804	61.140.059

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

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	09-2011							12-2010						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	9.150.410	13.636.153	22.786.563	34.619.482	16.116.660	-	50.736.142	17.408.628	8.223.739	25.632.367	-	37.523.997	-	37.523.997
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	12.589.274	12.589.274	-	-	-	-	-	-	-	-	12.332.589	-	12.332.589
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	11,50%	532.261	1.945.843	2.478.104	-	-	-	-	1.542.295	1.517.680	3.059.975	1.011.826	-	-	1.011.826
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	4,74%	-	-	2.355	-	-	-	-	-	894	894	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	792.809	-	792.809
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Panque	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	12.395.250	-	12.395.250
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	-	-	-	12.395.250	-	-	12.395.250	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	821	821	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	1.180	1.180	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletobras	Brasil	Real	7,29%	183.296	540.777	724.073	1.764.833	2.087.595	2.598.378	6.450.806	96.367	410.814	507.181	1.190.260	1.190.260	1.775.735	4.156.255
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,65%	4.960.746	11.546.569	16.507.315	16.994.802	15.814.779	17.023.952	49.833.533	8.353.041	17.646.086	25.999.127	10.399.296	531.167	-	10.930.463
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.906.330	51.906.330	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletobras	Brasil	Real	6,48%	1.295.998	3.317.194	4.613.192	6.433.006	5.089.984	9.624.749	21.147.739	28.592	125.856	154.448	167.212	32.658	1.304.607	1.504.477
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	4,65%	113.776	76.660	190.436	144.637	-	1.444.457	1.589.094	233.456	3.915.570	4.149.026	3.915.570	-	-	3.915.570
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	Real	5,39%	123.375	4.335.312	4.458.687	-	-	-	1.106.146	3.547.766	4.653.912	7.202.141	4.305.798	9.066.992	20.574.931	
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,01%	1.031.091	3.001.577	4.032.668	6.360.916	-	-	6.360.916	967.059	2.757.153	3.724.212	8.054.776	976.090	-	9.030.866
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,08%	5.623.772	16.209.736	21.833.508	30.164.645	3.444.059	-	33.608.704	6.439.374	15.673.356	22.112.730	35.333.122	13.847.857	-	49.180.979
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,39%	1.983.912	5.725.072	7.708.984	26.227.202	5.961.495	-	39.640.565	1.982.611	5.722.717	7.705.328	17.821.201	12.798.992	-	30.620.193
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	14,17%	1.580.392	1.580.392	3.160.784	6.321.562	-	-	6.321.562	-	-	-	-	-	-	-
Totales Otros								26.581.384	74.504.560	101.085.944	141.426.335	48.514.572	38.143.404	228.084.311	38.157.569	111.449.962	149.607.531	85.888.213	95.934.658	12.147.334	193.970.205

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

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de septiembre de 2011, M\$ 748.784.364 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.m). Al 31 de diciembre de 2010 dicho monto ascendía a M\$ 679.999.810.

El movimiento durante los períodos 2011 y 2010 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-09-2011	31-12-2010
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	67.748.527	60.346.205
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(30.746.257)	15.654.909
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(7.318.563)	(8.252.587)
Diferencias de conversión	432.161	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	30.115.868	67.748.527

18.5 Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 385.060.000 y M\$ 242.750.000, respectivamente.

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

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Por el lado de Enersis, el préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York suscrito en diciembre 2009, y que expira en diciembre de 2012, establece que para desencadenar un cross default debe haber un pago en mora, ya sea de intereses o capital, de Enersis, Chilectra o Endesa Chile. Este préstamo sindicado no tiene desembolsos a esta fecha. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en 2008 y que expira en 2014, el cual presenta un monto desembolsado de US\$ 200 millones a esta fecha, no hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de uno o más de estos préstamos debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado en el contrato. Adicionalmente, en diciembre 2009, tanto Enersis como Endesa Chile suscribieron préstamos bajo ley Chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. En estos préstamos el monto en mora en una deuda también debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Desde su suscripción, estos préstamos nunca han sido desembolsados.

En los bonos de Enersis y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben 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. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

Al 30 de septiembre de 2011 y al 31 de diciembre de 2010, ni Enersis ni Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales, se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones contractuales cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

19. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

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

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

19.1. Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 55% al 30 de septiembre de 2011.

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

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

Posición neta:

	30-09-2011 %	31-12-2010 %
Tasa de interés fijo	55%	51%
Tasa de interés protegida	0%	0%
Tasa de interés variable	45%	49%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

19.3. Riesgo de commodities.

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y alta volatilidad del precio del petróleo, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas al precio del Brent. Al 30 de septiembre de 2011 no existen instrumentos de cobertura vigentes y las coberturas contratadas en el pasado han sido puntuales y por montos poco significativos. No se descarta que en el futuro se haga uso de este tipo de herramientas.

19.4. Riesgo de liquidez.

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

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

Al 30 de septiembre de 2011, el Grupo presenta una liquidez de M\$ 937.453.976 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 385.060.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2010, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 961.355.037 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 242.750.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5. Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 80% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A.

19.6. Medición del riesgo.

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

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

- Deuda
- Derivados financieros.

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

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

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

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

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

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

Posiciones financieras	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Tipo de interés	58.886.502	38.847.459
Tipo de cambio	2.003.543	539.575
Correlación	(3.497.613)	(2.695.024)
Total	57.392.432	36.692.010

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el período 2011 y ejercicio 2010 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2011					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos derivados	3.211.029	-	-	-	-	1.013.679
Otros activos de carácter financiero	-	-	41.136.952	1.105.786.183	-	-
Total Corriente	3.211.029	-	41.136.952	1.105.786.183	-	1.013.679
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.508.555	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	6.169.969
Otros activos de carácter financiero	-	-	26.896.728	406.980.813	-	-
Total No Corriente	-	-	26.896.728	406.980.813	2.508.555	6.169.969
Total	3.211.029	-	68.033.680	1.512.766.996	2.508.555	7.183.648

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

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, es el siguiente:

30 de septiembre de 2011				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	11.526.355	-	679.872.360	-
Instrumentos derivados	4.395.827	-	-	6.532.515
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.280.814.986	-
Total Corriente	15.922.182	-	1.960.687.346	6.532.515
Préstamos que devengan interés	15.118.493	12.395.250	3.044.679.706	-
Instrumentos derivados	-	-	-	207.369.636
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	34.400.842	-
Total No Corriente	15.118.493	12.395.250	3.079.080.548	207.369.636
Total	31.040.675	12.395.250	5.039.767.894	213.902.151

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

20.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2011				31 de diciembre de 2010			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	2.491.504	272.672	8.075.402	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454
Cobertura flujos de caja	-	2.491.504	272.672	8.075.402	64.518	1.825.059	661.966	4.878.454
Cobertura de tipo de cambio:	1.013.679	3.678.465	6.259.843	199.294.234	-	25.387.885	9.340.943	235.234.989
Cobertura de flujos de caja	1.013.679	3.678.465	3.082.142	194.529.786	-	25.387.885	3.867.323	229.257.717
Cobertura de valor razonable	-	-	3.177.701	4.764.448	-	-	5.473.620	5.977.272
TOTAL	1.013.679	6.169.969	6.532.515	207.369.636	64.518	27.212.944	10.002.909	240.113.443

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 30-09-2011	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2010	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(5.856.570)	(3.715.361)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	(509.567)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(7.942.149)	(11.450.892)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(192.919.784)	(207.163.070)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los períodos 2011 y 2010 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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

	30 de septiembre de 2011		31 de diciembre de 2010	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	1.554.020	-	3.788.165	-
Partida subyacente	-	2.116.062	-	6.749.098
TOTAL	1.554.020	2.116.062	3.788.165	6.749.098

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

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de septiembre de 2011				31 de diciembre de 2010			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	3.211.029	4.395.827	-	-	17.551	-	91.262	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores notacionales o contractuales:

Derivados financieros	30 de septiembre de 2011							
	Valor razonable	Valor notacional						
		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:	(5.856.570)	-	10.017.792	120.034.709	-	6.440.309	29.325.385	165.818.195
Cobertura de flujos de caja	(5.856.570)	-	10.017.792	120.034.709	-	6.440.309	29.325.385	165.818.195
Cobertura de tipo de cambio:	(200.861.933)	23.829.708	16.208.708	290.529.111	208.791.895	8.248.319	208.499.145	756.106.886
Cobertura de flujos de caja	(192.919.784)	19.594.339	16.208.708	290.529.111	208.791.895	-	208.499.145	743.623.198
Cobertura de valor razonable	(7.942.149)	4.235.369	-	-	-	8.248.319	-	12.483.688
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.184.798)	113.642.272	-	-	-	-	-	113.642.272
TOTAL	(207.903.301)	137.471.980	26.226.500	410.563.820	208.791.895	14.688.628	237.824.530	1.035.567.353

Derivados financieros	31 de diciembre 2010							
	Valor razonable	Valor notacional						
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	(3.650.843)	16.841.269	-	10.670.628	107.488.844	6.314.801	13.385.086	154.700.628
Cobertura de flujos de caja	(3.650.843)	16.841.269	-	10.670.628	107.488.844	6.314.801	13.385.086	154.700.628
Cobertura de tipo de cambio:	(219.188.047)	7.219.945	13.573.114	-	462.159.584	9.023.829	203.222.043	695.198.515
Cobertura de flujos de caja	(207.737.155)	7.219.945	4.680.100	-	462.159.584	-	203.222.043	677.281.672
Cobertura de valor razonable	(11.450.892)	-	8.893.014	-	-	9.023.829	-	17.916.843
Derivados no designados contablemente de cobertura	108.813	72.537	-	-	-	-	-	72.537
TOTAL	(222.730.077)	24.133.751	13.573.114	10.670.628	569.648.428	15.338.630	216.607.129	849.971.680

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

20.3 Jerarquías del valor razonable.

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	30-09-2011 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	7.183.648	-	7.183.648	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.211.029	-	3.211.029	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	86.267	86.267	-	-
Total	10.480.944	86.267	10.394.677	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	205.960.002	-	205.960.002	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	7.942.149	-	7.942.149	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.395.827	-	4.395.827	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	11.526.355	-	11.526.355	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	15.118.493	-	15.118.493	-
Otros pasivos financieros largo plazo	12.395.250	-	-	12.395.250
Total	257.338.076	-	244.942.826	12.395.250

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

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

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 31 de diciembre de 2009	11.953.000
Pérdida imputada en resultado financiero	442.250
Saldo al 31 de diciembre de 2010	12.395.250
Pérdida imputada en resultado financiero	-
Saldo al 30 de septiembre de 2011	12.395.250

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Acreedores comerciales	273.164.155	305.079.295	-	4.477.313
Otras cuentas por pagar	878.915.845	919.410.703	22.897.178	32.759.399
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.152.080.000	1.224.489.998	22.897.178	37.236.712

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	Uno a cinco años	
			30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Proveedores por compra de energía	420.801.344	417.786.845	-	5.565.832
Proveedores por compra de combustibles y gas	29.881.339	37.808.210	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	455.585.401	385.380.841	1.303.722	13.410.089
Dividendos por pagar a terceros	104.447.443	249.404.275	-	-
Multas y reclamaciones	66.908.406	53.729.963	-	-
Pesquisas y desarrollo	27.420.584	33.202.794	5.668.023	1.895.349
Cuentas por pagar instituciones fiscales	25.998.741	32.851.967	5.484.700	11.216.940
Contrato Mitsubishi (LTSA)	2.686.502	3.397.620	2.129.844	3.288.535
Obligaciones programas sociales	1.291.203	1.122.119	-	-
Otras cuentas por pagar	17.059.037	9.805.364	8.310.889	1.859.967
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.152.080.000	1.224.489.998	22.897.178	37.236.712

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

22. PROVISIONES.

22.1 Provisiones.

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2011	31-12-2010	30-09-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión por garantía	-	-	-	2.821.692
Provisión de reclamaciones legales	51.678.048	44.903.128	196.812.557	209.740.117
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	13.486.183	10.779.096
Provisión proveedores y servicios	10.799.021	26.183.409	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	26.200.409	31.935.562	1.649.801	1.201.357
Otras provisiones	13.155.012	12.427.137	1.865.948	980.067
Total	101.832.490	115.449.236	213.814.489	225.522.329

b) El movimiento de las provisiones al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	27.541.502	-	5.021.060	32.562.562
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	19.239.276	2.033.300	5.700.770	26.973.346
Provisión Utilizada	-	(35.883.287)	-	(11.509.702)	(47.392.989)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(45.394.212)	-	-	(45.394.212)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	-	59.805	47.818	107.623
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(14.587)	1.053.236	185.613	1.361.199	2.585.461
Otro Incremento (Decremento)	(2.807.105)	27.290.845	428.369	(19.678.486)	5.233.623
Total Movimientos en Provisiones	(2.821.692)	(6.152.640)	2.707.087	(19.057.341)	(25.324.586)
Saldo Final al 30 de septiembre de 2011	-	248.490.605	13.486.183	53.670.191	315.646.979

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

22.2 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados 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. (“CELFL”). El contrato fue rescindido por CELFL con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. 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 8 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 tránsito em juzgado. Sobre la base de esta decisión, el 13 de septiembre de 2010 Meridional entabló nuevo recurso denominado mandado de segurança, el que también fue desestimado. El 17 de junio la decisión del Mandado de Segurança se publicó, y el 27/06/11 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaración (con el objeto de aclarar una omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (en Brasilia). El 30 de agosto de este año el proceso se envió al Ministerio Público. La cuantía de este juicio se estima en US\$447 millones.

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 1ero. de enero de 2004 al 28 de agosto de 2006, actualizado y con intereses; ii) pagar los meses de octubre a diciembre de 2003 actualizado y con intereses, más multa de un 2%. 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\$62,27 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 precautoria o 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. 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.

El 14 de marzo de 2011 se publicó decisión del Tribunal, denegando el Recurso Especial presentado por ENERTRADE, para que se deje sin efecto la precautoria. La causa se encuentra en estado de pronunciarse sentencia de primera instancia

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\$64,3 millones. 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.

El perito se manifestó acerca la impugnación, manteniendo su laudo pericial. El 4 de marzo de 2011 Ampla presentó petición, reiterando la manifestación anterior y pidiendo la declaración de nulidad de la pericia, en razón de los equívocos y contradicciones del perito, con realización de una nueva pericia.

5.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energia). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 63,45 millones y demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. 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 9 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 14 de septiembre de 2011 la juez instó a Tractebel, que se pronuncie sobre documentos presentados por Cien. Tractebel tendría 10 días para cumplir lo anterior desde la publicación de la decisión, la cual a la presente fecha no ha sido publicada. A finales de Junio de 2011, Tractebel presentó solicitud de medida cautelar solicitando que, mientras siga la acción principal, las cuotas que debe abonar por la utilización de las redes de transporte del sistema brasileño y que corresponden a CIEN sean depositadas en el respectivo Juzgado y no pagadas a esta empresa, solicitud que fue rechazada en cuanto decretársela de inmediato en calidad de liminar. Tractebel se desistió de esta petición cautelar. El 20 de julio de 2011 CIEN se ha manifestando sosteniendo su desacuerdo con este desistimiento de Tractebel, pues se solicita una resolución sobre el fondo de la misma, ya que la demandante no ha renunciado a su derecho.

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 en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissao de Interligacao, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (US\$ 280,84 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. El 10 de febrero de 2011, fue publicada la decisión que da curso a la prueba documental suplementar para ambas partes y prueba oral. La decisión determinó que CIEN retirase de los autos los documentos acompañados en lengua extranjera (español). CIEN produjo las pruebas documentales complementares y el 18 de febrero de 2011 presentó recurso de agravio de instrumento contra la decisión que determinó que fueren retirados del expediente los documentos en lengua extranjera. El 14 de marzo de 2011, se acogió el efecto suspensivo en el agravio de instrumento. Furnas no presentó documentos, pero se reservó el

derecho de presentar parecer de juristas en el futuro. El 29 de marzo de 2011 se realizó la audiencia y Furnas se desistió de la declaración personal del representante legal de CIEN. Por resolución de fecha 14 de junio de 2011, de la 12ª. Cámara Civil del Tribunal de Justicia, los 3 jueces a cargo de juzgar el recurso de CIEN confirmaron por unanimidad, la decisión del juez de primer grado, determinando la retirada de los documentos en lengua extranjera del juicio. CIEN ha presentado Recurso Especial contra dicha resolución, el cual deberá ser juzgado por el Superior Tribunal de Justicia en Brasilia. Por otra parte, Furnas ingresó con acción cautelar solicitando que, mientras siga la acción principal, las cuotas que debe abonar por la utilización de las redes de transporte del sistema brasileño y que corresponden a CIEN sean depositadas en el respectivo Juzgado y no pagadas a esta empresa. El tribunal concedió dicha medida como liminar. En agosto, CIEN presentó contestación y recurso contra la medida concedida. El 8 de septiembre, el Tribunal revocó esta medida y Furnas presentó recurso contra esta nueva decisión, el cual fue negado. Sigue pendiente la resolución del fondo de la cautelar, por parte del tribunal de primera instancia que conoce del asunto.

7.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal fue modificada en el artículo en que se basó nuestra filial brasilera de distribución AMPLA para discutir la inmunidad frente al COFINS, y en virtud del cual AMPLA no pagó tal tributo en cuanto dispone que los cambios legislativos entran a regir 90 días después de su publicación. Basado en él, AMPLA comenzó a pagar COFINS sólo a contar del mes de abril de 2002. Sin embargo, la Receita Federal argumenta que tal norma constitucional, sólo rige para los cambios a normas de rango legal, pero no para la propia Constitución, cuyas modificaciones comenzarían a regir de inmediato. Además, la Receita Federal alega que con motivo del cambio de régimen fiscal efectuado por AMPLA (percibido por devengado), el monto imponible de COFINS habría aumentado durante el primer semestre de 2002. El acta fue notificada en julio de 2003. La decisión de primera instancia administrativa fue desfavorable a AMPLA y ésta presentó recurso en octubre de 2003. En noviembre de 2007 el recurso fue decidido en la segunda instancia administrativa, en parte favorable al Fisco en relación al periodo de vigencia de cambio de la Constitución y, en parte, favorable a AMPLA en relación al cambio del régimen fiscal de percibido a devengado. En abril de 2008, la Hacienda Nacional presentó recurso contra esta decisión a la Cámara Superior de Recursos. En octubre de 2008 AMPLA presentó su respuesta al recurso y también presentó recurso a la Cámara Superior para intentar cambiar la parte de la decisión que no fue favorable a AMPLA. En el mes de mayo de 2009, la Hacienda Pública Federal incorporó un interés sobre la multa aplicada, el cual ha sido calculado por la aplicación del Selic (Sistema Especial de Liquidación y Custodia: índice de corrección determinado por el gobierno federal basado en la tasa de interés referencial del Banco Central de Brasil), desde el mes siguiente al recibimiento del Acta de Infracción. En consecuencia, como el Acta fue recibida en julio de 2003, el Selic corresponde a los intereses acumulados desde el mes de agosto de 2003, lo que arroja una tasa del 101,21%. En agosto de 2009 se notificó a AMPLA que el Recurso Especial presentado por la empresa no fue aceptado a tramitación. Contra esta resolución AMPLA presentó otro recurso ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Dicho recurso que tenía por finalidad que el Recurso Especial fuera acogido, fue juzgado en contra de Ampla. En mayo de 2010, Ampla fue notificada de esta decisión. En julio de 2010, Ampla recibió intimación de diligencia para presentar los montos que representen los ingresos financieros. El 26 de julio de 2010, Ampla presentó su contestación a la intimación de diligencia. Se encuentra pendiente el fallo del Recurso Especial presentado por la Hacienda Nacional. También esta pendiente el fallo del recurso que presentó AMPLA ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a US\$ 107,49 millones.

8.- Con la finalidad de financiar su inversión en Coelce, en 1998 nuestra filial brasilera de distribución AMPLA emitió FRNs (bonos) por US\$350 millones con vencimiento en 2008, los cuales fueron suscritos por Cerj Overseas (filial en el exterior de AMPLA). Los bonos tenían un régimen tributario especial consistente en que no habría aplicación de withholding tax (que es de 15% ó 25%) sobre los pagos de intereses al exterior, siempre que, entre

otros requisitos, no exista amortización anticipada antes del plazo promedio de 96 meses. Para adquirir dichos bonos, Cerj Overseas se financió con deuda a 6 meses fuera de Brasil. Al cabo de tal plazo (octubre 1998), por problemas de acceso a otras fuentes de financiamiento, Cerj Overseas se tuvo que refinanciar con la propia AMPLA quien le efectuó préstamos en reales. La Receita Federal argumenta que en el mismo año 1998, la franquicia se habría perdido dado que los préstamos en reales efectuados por AMPLA a Cerj Overseas equivaldrían a una amortización anticipada de la deuda antes del plazo promedio de amortización de 96 meses. El acta de infracción fue notificada en julio 2005. En agosto de 2005 AMPLA presentó recurso ante la primera instancia administrativa, el cual fue rechazado. En abril de 2006 se presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes (segunda instancia administrativa) el cual fue fallado favorablemente en diciembre de 2007 forma total a AMPLA. En enero de 2010 AMPLA fue notificada de esta decisión favorable del Consejo de Contribuyentes, como asimismo, del Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública. En febrero de 2010 AMPLA presentó sus contra razones (argumentos) contra el Recurso Especial interpuesto por la Hacienda Pública, que se encuentra pendiente de resolución. La cuantía asciende a US\$ 486,63 millones.

9.- El año 2002, el Estado de Río de Janeiro (RJ) a través de un decreto, estableció que el ICMS debería ser determinado y pagado los días 10, 20 y 30 del mismo mes del devengo. Por problemas de caja, nuestra filial brasilera de distribución AMPLA continuó pagando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (pago hasta el 5° día del mes siguiente al de su devengo). No obstante un acuerdo informal con el Estado de Río de Janeiro, y de dos leyes de amnistía, en septiembre de 2005 el Estado de RJ levantó acta contra AMPLA para cobrar la multa por los pagos con retraso, acta que fue recurrida por AMPLA el mismo año. En febrero de 2007 AMPLA fue notificada de la decisión administrativa de primera instancia, la cual confirmó el Acta levantada por el Estado de RJ. En marzo de 2007 AMPLA presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes del Estado de RJ (2da instancia administrativa). AMPLA obtuvo "liminar" (medida cautelar) a su favor que le permitió presentar este recurso sin la necesidad de efectuar depósito o constituir garantía por el 30% del valor del acta actualizada. Con fecha 26 de agosto de 2010 AMPLA recibió notificación desfavorable de la segunda instancia. El Consejo de Contribuyentes, de forma que se estima contraria a derecho, decidió que el recurso administrativo de AMPLA estaba resuelto en su contra. Posteriormente con fecha 01 de septiembre de 2010 AMPLA presentó recurso al Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes) para que sea corregida la decisión del Consejo de Contribuyentes. Pendiente fallo de Consejo Pleno. La cuantía asciende a US\$ 116,49 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 Electrónicos", 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 electrónicos. CGTF obtuvo resolución incidental a su favor que permitió des-aduanar los bienes con tasa 0%, previo depósito judicial. En septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo 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 Unión Federal. 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 Unión Federal presentó recurso de aclaración (embargos de declaración) en contra de la 2ª instancia. En diciembre de 2009 se resolvió a favor de CGTF el recurso de aclaración interpuesto por la Unión. En marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia), En Junio de 2011 se dictó resolución que rechazó el recurso especial presentado por la Hacienda Pública. En Agosto de 2011, la Hacienda Pública fue notificada del rechazo del recurso especial. La cuantía asciende a US\$ 50,99 millones.

11.- En el ejercicio año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de ENDESA CHILE, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones 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 2009 y 2011 en contra de PANGUE S.A., filial de ENDESA CHILE, los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones a consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangue, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. PANGUE S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales. La cuantía de estos cuatro procesos asciende en conjunto a \$17.718.704.000 (US\$ 33,95 millones). En dos de estos juicios se ha dictado sentencia favorable a PANGUE S.A., habiéndose interpuesto por los demandantes recurso de apelación, encontrándose actualmente uno de ellos pendiente ante la Corte de Apelaciones de Concepción y el otro terminado con fallo favorable de segunda instancia de fecha 26 de mayo de 2011, por rechazo de recurso de casación en el fondo interpuesto por los demandantes ante la Corte Suprema. Los otros tres procesos se encuentran en etapa de prueba y en estado de dictarse sentencia. Cabe señalar que estos procesos están cubiertos por una compañía de seguros, por lo que PANGUE S.A. no tiene riesgo patrimonial en ellos.

13.- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de ENDESA CHILE, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente terminado el periodo 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\$ 28 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

14.- En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente, en forma separada, demandaron a ENDESA CHILE y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a ENDESA CHILE para la central hidroeléctrica Neltume, y la resolución administrativa que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público, en ambos actos administrativos. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. ENDESA CHILE ha rechazado estas pretensiones, sostenido que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de los dos juicios de Ingeniería y Construcción Madrid S.A se encuentra terminado el periodo de discusión y en uno de ellos (Rol N° 7036-2010) se resolvieron las reposiciones al auto de prueba con fecha 5 de octubre de 2011, iniciándose en consecuencia el período probatorio; en el otro (Rol N° 6705-2010) está dictado el auto de prueba y aún no se notifica. En las causas de Transportes Silva y Silva Ltda. se encuentran a la espera de que se dicte el auto de prueba en uno de ellos, y en el otro está dictado el auto de prueba pero sin notificar. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada

15.- Con fecha 18 de enero de 2011 se constituyó el Tribunal Arbitral del juicio caratulado “Empresa Nacional de Electricidad S.A. con CMPC Celulosa S.A.”, iniciado a requerimiento de Endesa Chile para la determinación del monto de los perjuicios que la sentencia arbitral dictada en otro arbitraje entre las partes, de fecha 27 de marzo de 2009, que en fallo de mayoría, reconoció a Endesa Chile por los sobreconsumos del contrato de suministro de energía y potencia celebrado entre las partes con fecha 31 de mayo de 2003. Una vez ejecutoriado el fallo arbitral en el año 2010, Endesa Chile procedió a iniciar las gestiones para iniciar un nuevo juicio arbitral que determine el monto de los perjuicios reconocidos en la sentencia arbitral del año 2009. La demanda se interpuso con fecha 15 de abril de 2011, por Ch\$41.864.543.390 (US\$ 80,23 millones), la cual fue contestada por CMPC Celulosa S.A. el día 6 de junio de 2011. Se suspendió el procedimiento por 45 días hábiles. La suspensión terminó el 30 de septiembre de 2011 y con fecha 6 de octubre de 2011, Endesa presentó escrito de réplica en respuesta a la contestación de la demanda

16.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial colombiana de generación Emgesa S.A. ESP., Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. y de la Corporación Autónoma Regional una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace Emgesa S.A. ESP. de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, Emgesa se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de \$3.000.000.000. en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a US\$1.566,49 millones. Emgesa S.A. ESP solicitó la vinculación de aproximadamente 60 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo. El día 29 de junio de 2010 se puso en conocimiento de las partes un incidente promovido por el apoderado de los demandantes, en virtud del cual busca se declare la nulidad de lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca con posterioridad al 1 de agosto de 2006, por entender que a partir de dicha fecha el Tribunal perdió la competencia para conocer del presente trámite ya que a partir de ese momento entraron en funcionamiento los Juzgados Administrativos del Circuito, los cuales eran los competentes para

conocer de las acciones de grupo y acciones populares de conformidad con lo indicado en la Ley 472 de 1998. Emgesa se pronunció al respecto oportunamente, aduciendo la impertinencia e ilegalidad de dicha nulidad. Actualmente la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá.

17.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal, la cual actualmente está pendiente de fallo. La cuantía actual de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$49,49 millones.

18 - La autoridad fiscal en Perú SUNAT en los años 2004, 2005 y 2006 notificó a EDELNOR con diversas Resoluciones de Determinación y Multa mediante las cuales efectuó reparos al Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas de años 2000 a 2003. Respecto del IR: la SUNAT disminuyó la pérdida tributaria declarada. La empresa aceptó parcialmente dichos reparos e impugnó parte de ellos. Respecto del IGV: los reparos fueron sustancialmente menores. EDELNOR reclamó de las resoluciones ante la SUNAT. En febrero de 2009, EDELNOR fue notificada de Resoluciones de Intendencia de la SUNAT (1ª instancia administrativa) en que acoge parcialmente las reclamaciones de la empresa. En mayo 2009 se interpuso apelación en contra de las resoluciones ante Tribunal Fiscal, la cual se encuentra pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 50,10 millones.

19.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732 que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa.

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

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Obligaciones post empleo corriente	-	5.450.382
Obligaciones post empleo no corriente	228.375.724	215.818.975
Total Pasivo	228.375.724	221.269.357
(-) Superávit de los activos afectos al plan (*)	(3.335.366)	(3.352.698)
Total Obligaciones Post Empleo, neto	225.040.358	217.916.659

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

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-09-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	573.788.347	554.990.745
(-) Plan de activos (*)	(388.593.160)	(377.239.859)
Total	185.195.187	177.750.886
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	31.262.781	31.425.234
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	11.467.443	11.527.032
Transferencia a grupos mantenidos para la venta (***)	(2.885.053)	(2.786.493)
Total Obligaciones Post Empleo, neto	225.040.358	217.916.659

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

(**) Las filiales brasileñas deben mantener un mínimo de financiación para cubrir el déficit por aportes comprometidos a la patrocinadora. 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 y 2.4.1).

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	510.334.175
Costo del servicio corriente	4.455.159
Costo por intereses	52.703.379
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.461.694
(Ganancias) pérdidas actuariales	48.675.226
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(15.843.247)
Contribuciones pagadas	(46.795.641)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	554.990.745
Costo del servicio corriente	2.964.839
Costo por intereses	44.278.201
Aportaciones efectuadas por los participantes	413.094
(Ganancias) pérdidas actuariales	1.491.871
Diferencia de conversión de moneda extranjera	6.932.581
Contribuciones pagadas	(36.431.465)
Otros	(117.160)
Liquidaciones	(734.359)
Saldo final al 30 de septiembre de 2011	573.788.347

Al 30 de septiembre de 2011, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,3% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,4% a 31 de diciembre de 2010), en un 77,2% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,1% a 31 de diciembre de 2010), en un 16% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,1% a 31 de diciembre 2010) y el 0,5% restante con compromisos de prestación definida otorgados por una filial argentina (0,4% a 31 de diciembre de 2010).

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	(362.690.337)
Rendimiento esperado	(41.253.550)
(Ganancia) pérdida actuarial	(2.416.269)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	12.205.535
Aportaciones	(15.530.103)
Contribuciones pagadas	32.444.865
Saldo al 31 de diciembre de 2010	(377.239.859)
Rendimiento esperado	(29.768.997)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.758.793
Aportaciones	(9.054.446)
Contribuciones pagadas	24.711.349
Saldo final al 30 de septiembre de 2011	(388.593.160)

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

	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Acciones	7.290.634	7.526.454
Inmuebles	1.980.017	2.044.062
Total	9.270.651	9.570.516

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

Categoría de los Activos del Plan	30-09-2011		31-12-2010	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	67.948.370	18%	65.913.747	18%
Activos de renta fija	291.857.543	75%	283.356.040	75%
Inversiones inmobiliarias	24.469.776	6%	23.748.294	6%
Otros	4.317.471	1%	4.221.778	1%
Total	388.593.160	100%	377.239.859	100%

La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las proyecciones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. La rentabilidad real promedio al 31 de diciembre del 2010 fue del 12,90.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de septiembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.964.839	3.905.760
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	44.278.201	42.534.529
Rendimiento esperado de activos del plan	(29.768.997)	(31.205.125)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	17.474.043	15.235.164
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	1.491.871	346.776
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	18.965.914	15.581.940

23.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	30-09-2011	31-12-2010	30-09-2011	31-12-2010	30-09-2011	31-12-2010	30-09-2011	31-12-2010
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,50%	10,50%	9,52%	9,52%	16,80%	16,80%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	12,90% / 13,41%	12,90% / 13,41%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	4,50%	4,50%	4,51%	4,51%	11,30%	11,30%
Tablas de mortalidad	RV-2004 / RV-85	RV-2004 / RV-85	AT 2000	AT 2000	RV 08	RV 08	CSO 1980	CSO 1980

- **Sensibilización:**

Al 30 de septiembre de 2011, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$47.911.616 (M\$48.202.624 al 31 de diciembre de 2010) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$56.279.635 (M\$56.462.882 al 31 de diciembre de 2010) en caso de una baja de la tasa.

- **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 30 de septiembre de 2011 han ascendido a M\$1.385.035 (M\$1.292.811 a septiembre 2010).

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 el capital social de Enersis S.A. asciende a M\$ 2.824.882.835 y está representado por 32.651.166.465 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2003 y 1995. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$ 125.881.577, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$ 32.878.071.

24.1.2 Dividendos

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

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

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

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

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

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

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

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos seis ejercicios, se resume como sigue

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

24.2 Reservas por Diferencias de conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión de la controladora, netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
Distrilec Inversora S.A.	(29.632.321)	(29.886.307)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(36.566.690)	(36.833.506)
Ampla Energía E Serviços S.A.	128.368.903	136.844.589
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	2.097.366	2.739.560
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	21.753.914	22.040.418
Inversiones Distrilima S.A.	6.271.750	1.803.735
Edelnor	433.124	(5.933.448)
Investluz S.A.	3.639.698	3.668.520
Endesa Brasil S.A.	27.009.479	37.731.689
Central Costanera S.A.	(7.112.768)	(3.796.167)
Endesa Argentina S.A.	1.899.040	(2.111.883)
Gas Atacama S.A.	5.360.009	145.846
Emgesa S.A. E.S.P.	53.098.572	53.743.826
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(9.425.342)	(9.587.392)
Generandes Perú S.A.	23.515.581	9.029.511
Grupo Synapsis	-	(170.037)
Grupo CAM	-	(1.000.942)
Otros	1.681.096	(628.340)
TOTAL	192.391.411	177.799.672

24.3 Gestión del capital.

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

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 30 de septiembre de 2011 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$ 1.087.314.063, M\$ 125.349.614, M\$ 423.821.746, M\$ 36.604.309 y M\$ 79.701.811, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 30 de septiembre de 2011 y 2010, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	113.278.890	79.112.521	192.391.411
Coberturas de flujo de caja	40.783.463	(44.526.838)	(3.743.375)
Activos financieros disponibles para la venta	41.825	(1.637)	40.188
Otras reservas varias	(1.505.891.534)	19.399.969	(1.486.491.565)
TOTAL	(1.351.787.356)	53.984.015	(1.297.803.341)

	Saldo al 1 de enero de 2010 M\$	Movimiento 2010 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2010 M\$
Diferencias de cambio por conversión	196.973.210	(19.173.538)	177.799.672
Coberturas de flujo de caja	(188.691.145)	(6.037.840)	(194.728.985)
Activos financieros disponibles para la venta	41.699	1.465	43.164
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	-	(1.291.099.898)
TOTAL	(1.282.776.134)	(25.209.913)	(1.307.986.047)

- **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.

Respecto de la variación negativa que se refleja en la línea “incremento (disminución) por transferencia y otros cambios” del estado de cambios en el patrimonio, éste se explica fundamentalmente en los dos períodos por las participaciones no controladoras en los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.

25. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Ventas de energía	4.323.338.174	4.217.515.073
Otras ventas	20.769.731	34.862.290
Ventas equipos de medida	1.567.407	2.368.079
Ventas de materiales electrónicos	12.755.676	14.671.853
Ventas de productos y servicios	6.446.648	17.822.358
Otras prestaciones de servicios	301.499.925	364.360.334
Peajes y transmisión	185.319.724	203.744.720
Arriendo equipos de medida	5.825.706	7.930.218
Alumbrado público	19.997.597	21.462.832
Verificaciones y enganches	11.682.667	9.882.007
Servicios de ingeniería	6.313.495	11.164.426
Servicios de consultoría	-	20.824.824
Otras prestaciones	72.360.736	89.351.307
Total Ingresos de actividades ordinarias	4.645.607.830	4.616.737.697

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	130.297.347	118.245.732
Apoyos mutuos	18.537.322	14.804.760
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	6.025.052	6.850.773
Arrendamientos	552.536	482.843
Ventas de nuevos negocios	9.144.207	8.288.352
Otros Ingresos (1)	38.635.182	64.961.816
Total Otros ingresos por naturaleza	203.191.646	213.634.276

(1) Durante el período 2011 se ha reconocido un monto de M\$ 8.818.783 que corresponden a la activación de la póliza de seguro que cubre la interrupción del negocio en la Central Bocamina I que, como consecuencia del terremoto que ocurrió en Chile el 27 de febrero de 2010, afectó a dicha Central. Ver Nota N°15 d) vi).

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Compras de energía	(1.309.275.960)	(1.140.692.296)
Consumo de combustible	(595.644.374)	(572.987.302)
Gastos de transporte	(303.241.450)	(334.409.669)
Costos por contratos de construcción	(130.297.347)	(118.245.732)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(344.740.734)	(399.088.617)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.683.199.865)	(2.565.423.616)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 30 de septiembre de 2011 y 2010, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(198.796.390)	(207.164.836)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(4.349.874)	(5.198.571)
Seguridad social y otras cargas sociales	(63.874.694)	(49.449.859)
Otros gastos de personal	(2.331.099)	(5.363.129)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(269.352.057)	(267.176.395)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Depreciaciones	(237.832.680)	(275.647.045)
Amortizaciones	(75.432.183)	(79.537.772)
Subtotal	(313.264.863)	(355.184.817)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	1.048.188	(32.616.891)
Total	(312.216.675)	(387.801.708)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Activos financieros	1.048.188	(32.616.891)
Total	1.048.188	(32.616.891)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de septiembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(75.572.405)	(113.085.319)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(131.931.102)	(91.004.299)
Reparaciones y conservación	(64.764.722)	(49.503.176)
Indemnizaciones y multas	(11.499.139)	(22.433.950)
Tributos y tasas	(84.855.133)	(23.705.247)
Primas de seguros	(14.317.245)	(14.608.177)
Arrendamientos y cánones	(13.300.616)	(12.931.567)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(6.227.059)	(9.538.732)
Otros aprovisionamientos	(11.760.350)	(10.957.212)
Gastos de viajes	(4.008.163)	(2.865.201)
Gastos de medioambiente	(2.029.588)	(649.941)
Total Otros gastos por naturaleza	(420.265.522)	(351.282.821)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 30 de septiembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	(9.897.402)	-
Ventas de terrenos	1.640.143	1.486.156
Otros	1.461.220	1.696.103
Total Otras ganancias (pérdidas)	(6.796.039)	3.182.259

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

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de septiembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	53.430.577	38.688.294
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	29.768.997	31.205.125
Otros ingresos financieros	48.982.771	27.925.938
Ingresos por otros activos financieros	1.906.178	3.655.402
Total Ingresos Financieros	134.088.523	101.474.759

Costos financieros	Saldo al	
	30-09-2011	30-09-2010
	M\$	M\$
Costos Financieros	(320.468.062)	(327.495.912)
Préstamos bancarios	(90.127.281)	(100.630.497)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(111.678.414)	(116.732.757)
Arrendamientos financieros (leasing)	(2.265.999)	(3.197.224)
Valoración derivados financieros	(15.865.428)	(13.205.966)
Provisiones financieras	(6.884.337)	(13.073.424)
Obligación por beneficios post empleo	(44.278.201)	(42.534.529)
Gastos financieros activados	14.843.005	9.881.061
Otros costos financieros	(64.211.407)	(48.002.576)
Resultado por unidades de reajuste	(17.038.304)	(12.414.300)
Diferencias de cambio	9.276.785	9.318.700
Positivas	68.059.973	56.253.341
Negativas	(58.783.188)	(46.934.641)
Total Costos Financieros	(328.229.581)	(330.591.512)
Total Resultado Financiero	(194.141.058)	(229.116.753)

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 al tercer trimestre de 2011 y 2010:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(296.879.968)	(269.593.638)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	18.224.334	21.255.812
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(1.800.930)	(2.857.365)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(79.460)	(4.776.811)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(280.536.024)	(255.972.002)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(44.439.385)	(34.149.219)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas	-	(1.851.461)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	8.425.537	8.780.948
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(36.013.848)	(27.219.732)
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(316.549.872)	(283.191.734)

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	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(200.868.245)	(181.044.000)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(96.114.504)	(122.640.592)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	(1.853.475)	32.181.614
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	10.371.531	(18.258.205)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	-	(1.851.460)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(1.800.930)	(2.857.365)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(26.284.249)	11.278.274
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(115.681.627)	(102.147.734)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(316.549.872)	(283.191.734)

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

33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

33.1 Criterios de segmentación.

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

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

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

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

A continuación se presenta la información por segmentos señalada, correspondientes al periodo 2011 y ejercicio 2010.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.202.845.597	1.064.310.315	974.211.914	1.155.049.652	159.989.142	118.908.009	2.337.046.653	2.338.267.976
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	390.032.092	410.734.005	263.904.662	307.574.515	283.517.222	243.046.517	937.453.976	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	42.893.157	5.535.951	282.028	2.281.558	2.186.475	-	45.361.660	7.817.509
Otros Activos No Financieros, Corriente	13.994.985	7.342.281	23.280.731	27.188.821	372.121	1.462.146	37.647.837	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	458.907.472	321.074.432	610.450.827	690.037.361	13.350.683	26.986.447	1.082.708.982	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	165.593.575	186.356.762	23.026.870	87.128.995	(165.543.244)	(253.014.150)	23.077.201	20.471.607
Inventarios	50.059.869	42.162.603	25.461.759	15.560.743	7.350.998	4.928.358	82.872.626	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	81.364.447	91.104.281	27.805.037	25.277.659	18.754.887	21.605.401	127.924.371	137.987.341
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	73.893.290	-	73.893.290
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.105.586.871	5.808.436.926	4.975.461.188	4.606.429.950	218.248.690	252.710.255	11.299.296.749	10.667.577.132
Otros activos financieros no corrientes	7.890.844	28.295.886	5.860.654	5.211.606	26.896.728	29.461.230	40.648.226	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes	39.794.274	31.459.012	78.838.564	70.535.341	1.186.472	1.741.942	119.819.310	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	155.939.407	139.301.288	248.534.511	179.381.740	769.287	884.932	405.243.205	319.567.960
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	764.220	118.950	324.864	(118.950)	(1.089.084)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	593.445.864	591.361.178	573.625.381	546.884.644	(1.152.940.431)	(1.124.144.170)	14.130.814	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	33.174.081	31.398.642	1.442.359.389	1.405.434.608	14.204.516	15.753.155	1.489.737.986	1.452.586.405
Plusvalía	107.843.169	97.673.241	130.515.672	130.262.504	1.254.184.353	1.249.086.179	1.492.543.194	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	5.034.860.766	4.739.297.094	2.238.040.844	2.017.266.712	(4.838.711)	(4.623.151)	7.268.062.899	6.751.940.655
Propiedad de inversión	-	-	-	-	34.249.499	33.019.154	34.249.499	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	132.638.466	148.886.365	257.567.223	251.127.931	44.655.927	52.620.068	434.861.616	452.634.364
TOTAL ACTIVOS	7.308.432.468	6.872.747.241	5.949.673.102	5.761.479.602	378.237.832	371.618.264	13.636.343.402	13.005.845.107

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.157.852.875	1.143.674.971	1.269.181.629	1.298.274.817	(109.686.139)	(34.672.303)	2.317.348.365	2.407.277.486
Otros pasivos financieros corrientes	412.718.982	315.103.380	278.621.076	284.864.090	14.018.213	65.630.548	705.358.271	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	447.700.291	417.077.978	637.912.183	714.667.656	66.467.526	92.744.364	1.152.080.000	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	168.776.921	288.461.159	171.842.158	141.795.739	(214.915.307)	(282.054.639)	125.703.772	148.202.260
Otras provisiones corrientes	30.803.361	43.331.481	53.638.056	51.478.884	17.391.073	20.638.871	101.832.490	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	72.592.764	69.759.646	81.377.409	75.509.486	4.913.019	2.397.523	158.883.192	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	2.703.107	-	2.690.108	-	57.167	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes	25.260.556	7.238.220	45.790.747	27.268.854	2.439.337	1.283.474	73.490.640	35.790.548
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	64.630.389	-	64.630.389
PASIVOS NO CORRIENTES	2.323.773.086	2.110.719.491	1.511.048.140	1.545.885.669	573.379.607	427.934.505	4.408.200.833	4.084.539.665
Otros pasivos financieros no corrientes	1.858.227.419	1.621.961.525	872.677.470	831.035.287	560.161.860	561.959.635	3.291.066.749	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	2.129.844	13.548.800	20.481.090	23.380.657	286.244	307.255	22.897.178	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	80.918	1.163.160	-	147.930.726	(80.918)	(148.009.596)	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	18.104.601	67.038.203	195.644.666	158.484.126	65.222	-	213.814.489	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	344.414.797	349.429.640	211.278.610	200.477.944	6.571.422	6.015.994	562.264.829	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	32.806.280	27.147.186	189.297.037	181.236.136	6.272.407	7.435.653	228.375.724	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes	68.009.227	30.430.977	21.669.267	3.340.793	103.370	225.564	89.781.864	33.997.334
PATRIMONIO NETO	3.826.806.507	3.618.352.778	3.169.443.333	2.917.319.116	(85.455.636)	(21.643.938)	6.910.794.204	6.514.027.956
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.826.806.507	3.618.352.778	3.169.443.333	2.917.319.116	(85.455.636)	(21.643.938)	3.896.797.379	3.735.544.636
Capital emitido	1.752.378.473	1.830.431.254	1.088.609.246	1.088.609.246	(16.104.884)	(94.157.665)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.663.838.471	1.566.278.776	1.337.686.608	1.318.048.927	(790.566.842)	(780.638.194)	2.210.958.237	2.103.689.509
Primas de emisión	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	410.589.563	221.642.748	743.147.479	510.660.943	562.456.442	694.392.273	(1.297.803.341)	(1.351.787.356)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	3.013.996.825	2.778.483.320
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.308.432.468	6.872.747.241	5.949.673.102	5.761.479.602	378.237.832	371.618.264	13.636.343.402	13.005.845.107

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
INGRESOS	2.012.421.139	2.076.441.192	3.289.888.740	3.184.955.267	(453.510.403)	(431.024.486)	4.848.799.476	4.830.371.973
Ventas	1.997.928.554	2.038.708.598	3.101.224.429	3.008.963.401	(453.545.153)	(430.934.302)	4.645.607.830	4.616.737.697
Ventas de energía	1.946.813.268	1.970.180.384	2.834.228.799	2.768.047.591	(457.703.893)	(520.712.902)	4.323.338.174	4.217.515.073
Otras ventas	19.596	5.655.707	5.077.999	6.169.788	15.672.136	23.036.795	20.769.731	34.862.290
Otras prestaciones de servicios	51.095.690	62.872.507	261.917.631	234.746.022	(11.513.396)	66.741.805	301.499.925	364.360.334
Otros ingresos de explotación	14.492.585	37.732.594	188.664.311	175.991.866	34.750	(90.184)	203.191.646	213.634.276
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.023.461.516)	(1.009.246.441)	(2.135.763.364)	(2.019.485.213)	476.025.015	463.308.038	(2.683.199.865)	(2.565.423.616)
Compras de energía	(228.673.175)	(203.762.822)	(1.534.914.602)	(1.455.936.509)	454.311.817	519.007.035	(1.309.275.960)	(1.140.692.296)
Consumo de combustible	(595.636.580)	(572.982.716)	-	-	(7.794)	(4.586)	(595.644.374)	(572.987.302)
Gastos de transporte	(167.616.691)	(178.135.293)	(168.907.633)	(169.593.757)	33.282.874	13.319.381	(303.241.450)	(334.409.669)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(31.535.070)	(54.365.610)	(431.941.129)	(393.954.947)	(11.561.882)	(69.013.792)	(475.038.081)	(517.334.349)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	988.959.623	1.067.194.751	1.154.125.376	1.165.470.054	22.514.612	32.283.552	2.165.599.611	2.264.948.357
Trabajos para el Inmovilizado	2.921.033	485.887	28.306.633	24.209.150	4.437.307	6.168.625	35.664.973	30.863.662
Gastos de Personal	(53.362.832)	(52.761.456)	(180.327.626)	(155.528.475)	(35.661.599)	(58.886.464)	(269.352.057)	(267.176.395)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(116.339.643)	(83.272.387)	(303.779.655)	(284.789.109)	(146.224)	16.778.675	(420.265.522)	(351.282.821)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	822.178.181	931.646.795	698.324.728	749.361.620	(8.855.904)	(3.655.612)	1.511.647.005	1.677.352.803
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(130.665.637)	(186.008.361)	(180.147.771)	(190.374.864)	(1.403.267)	(11.418.483)	(312.216.675)	(387.801.708)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	691.512.544	745.638.434	518.176.957	558.986.756	(10.259.171)	(15.074.095)	1.199.430.330	1.289.551.095
RESULTADO FINANCIERO	(110.276.608)	(107.419.045)	(76.213.126)	(91.865.634)	(7.651.324)	(29.832.074)	(194.141.058)	(229.116.753)
Ingresos financieros	25.394.095	18.119.829	96.977.392	78.696.784	11.717.036	4.658.146	134.088.523	101.474.759
Gastos financieros	(127.432.245)	(133.557.173)	(174.109.300)	(168.729.198)	(18.926.517)	(25.209.541)	(320.468.062)	(327.495.912)
Resultados por Unidades de Reajuste	(3.909.485)	(2.871.445)	1.786	8.570	(13.130.605)	(9.551.425)	(17.038.304)	(12.414.300)
Diferencias de cambio	(4.328.973)	10.889.744	916.996	(1.841.790)	12.688.762	270.746	9.276.785	9.318.700
Positivas	23.754.678	45.328.914	4.061.416	7.007.933	40.243.879	8.312.607	68.059.973	60.649.454
Negativas	(28.083.651)	(34.439.170)	(3.144.420)	(8.849.723)	(27.555.117)	(8.041.861)	(58.783.188)	(51.330.754)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	5.819.161	1.235.157	(1.509)	-	30.343	112.942	5.847.995	1.348.099
Resultado de Otras Inversiones	375.764	114.606	-	-	-	23.992	375.764	138.598
Resultados en Ventas de Activos	724.563	836.401	28.985	330.399	(7.925.351)	1.876.861	(7.171.803)	3.043.661
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	588.155.424	640.405.553	441.991.307	467.451.521	(25.805.503)	(42.892.374)	1.004.341.228	1.064.964.700
Impuesto Sobre Sociedades	(181.156.275)	(157.424.747)	(119.169.864)	(117.086.428)	(16.223.733)	(8.680.559)	(316.549.872)	(283.191.734)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	406.999.149	482.980.806	322.821.443	350.365.093	(42.029.236)	(51.572.933)	687.791.356	781.772.966
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	406.999.149	482.980.806	322.821.443	350.365.093	(42.029.236)	(51.572.933)	687.791.356	781.772.966
RESULTADO DEL PERÍODO	406.999.149	482.980.806	322.821.443	350.365.093	(42.029.236)	(51.572.933)	687.791.356	781.772.966
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	319.025.580	342.140.865
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	368.765.776	439.632.101

33.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	856.046.572	958.252.718	191.731.907	206.682.679	828.734.875	773.987.829	414.023.914	298.436.755	130.442.252	118.519.262	(83.932.867)	(17.611.267)	2.337.046.653	2.338.267.976
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	312.883.667	396.117.160	59.429.269	64.001.651	288.166.771	309.608.364	241.328.098	150.969.852	35.646.171	40.658.010	-	-	937.453.976	961.355.037
Otros activos financieros corrientes	3.211.029	17.551	83.888	2.271.690	40.968.137	5.463.750	1.078.298	64.518	20.308	-	-	-	45.361.660	7.817.509
Otros Activos No Financieros, Corriente	6.022.620	2.823.979	5.735.116	3.453.937	18.105.912	24.929.082	4.625.527	1.741.706	3.158.662	3.044.544	-	-	37.647.837	35.993.248
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	339.485.822	424.328.700	92.043.619	105.722.882	433.457.377	399.849.969	150.567.740	134.933.800	66.832.652	55.329.513	321.772	(82.066.624)	1.082.708.982	1.038.098.240
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	77.137.878	9.118.913	27.228.123	20.580.614	-	-	46.437	85.521	2.919.402	124.492	(84.254.639)	(9.437.933)	23.077.201	20.471.607
Inventarios	39.494.191	31.508.007	5.438.595	4.012.205	1.509.878	1.329.912	14.811.611	10.639.048	21.618.351	15.162.532	-	-	82.872.626	62.651.704
Activos por impuestos corrientes	77.811.365	94.338.408	1.773.297	6.639.700	46.526.800	32.806.752	1.566.203	2.310	246.706	4.200.171	-	-	127.924.371	137.987.341
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.893.290	-	73.893.290
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.927.115.711	7.882.741.067	731.421.043	612.376.604	3.799.013.619	3.724.836.639	2.389.935.883	2.089.588.249	1.206.358.576	1.087.290.030	(4.754.548.083)	(4.729.255.458)	11.299.296.749	10.667.577.131
Otros activos financieros no corrientes	33.075.082	57.422.721	197.639	-	3.335.366	3.352.698	1.548.635	8.267	2.491.504	2.185.036	-	-	40.648.226	62.968.722
Otros activos no financieros no corrientes	924.534	1.327.410	12.444.173	10.897.471	105.291.975	89.288.250	-	1.111.481	-	-	1.158.628	1.111.683	119.819.310	103.736.295
Derechos por cobrar no corrientes	6.010.471	9.751.497	150.836.480	123.872.850	237.893.609	177.122.226	10.502.645	8.821.387	-	-	-	-	405.243.205	319.567.960
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.210.363	5.570.592	-	-	43.612.528	36.381.275	-	-	-	-	(49.822.891)	(41.951.867)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.759.549.240	4.728.577.212	4.618.853	4.360.892	1.228.695.855	1.231.117.115	77	-	49.758.156	49.494.618	(6.028.491.367)	(5.999.448.185)	14.130.814	14.101.652
Activos intangibles distintos de la plusvalía	39.205.974	43.574.579	3.884.621	3.394.462	1.401.940.040	1.362.506.970	41.819.840	40.486.684	2.887.511	2.623.710	-	-	1.489.737.986	1.452.586.405
Plusvalía	2.312.670	2.311.244	2.582.065	2.453.791	120.072.059	120.673.559	13.405.992	7.348.467	10.449.865	10.502.214	1.343.720.543	1.333.732.649	1.492.543.194	1.477.021.924
Propiedades, planta y equipo	2.963.445.855	2.907.392.986	514.289.184	435.556.490	488.256.757	502.536.126	2.186.111.928	1.908.861.856	1.138.957.538	1.021.665.793	(22.998.363)	(24.072.596)	7.268.062.899	6.751.940.655
Propiedad de inversión	34.249.499	33.019.154	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.249.499	33.019.154
Activos por impuestos diferidos	82.132.023	93.793.672	42.568.028	31.840.648	169.915.430	201.858.420	136.546.766	122.950.107	1.814.002	818.659	1.885.367	1.372.858	434.861.616	452.634.364
TOTAL ACTIVOS	8.783.162.283	8.840.993.785	923.152.950	819.059.283	4.627.748.494	4.498.824.468	2.803.959.797	2.388.025.004	1.336.800.828	1.205.809.292	(4.838.480.950)	(4.746.866.725)	13.636.343.402	13.005.845.107

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	496.851.979	647.462.363	430.370.525	368.365.266	855.221.496	749.685.522	412.872.373	432.517.038	147.024.760	122.675.915	(24.992.768)	86.571.381	2.317.348.365	2.407.277.486
Otros pasivos financieros corrientes	60.506.321	57.353.811	98.273.263	91.305.044	277.692.447	316.931.058	203.404.264	138.102.310	65.481.976	61.905.795	-	-	705.358.271	665.598.018
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	295.410.726	397.291.875	256.201.069	188.824.968	384.214.880	350.493.006	152.740.913	242.087.064	45.982.246	46.211.217	17.530.166	(418.132)	1.152.080.000	1.224.489.998
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	33.383.297	95.959.740	11.218.772	21.522.018	117.659.508	22.670.347	9.439.608	(8.763.202)	1.003.295	(5.545.768)	(47.000.708)	22.359.124	125.703.772	148.202.260
Otras provisiones corrientes	44.070.591	61.952.297	30.878.349	31.334.089	8.858.961	9.290.490	11.840	1.498.668	13.534.975	11.373.692	4.477.774	-	101.832.490	115.449.236
Pasivos por impuestos corrientes	44.287.624	26.985.525	12.833.381	18.739.444	46.982.961	45.603.630	38.668.507	50.694.810	16.110.719	5.643.246	-	-	158.883.192	147.666.655
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	1.341.781	-	591.831	-	-	-	3.516.770	-	-	-	-	-	5.450.382
Otros pasivos no financieros corrientes	19.193.420	6.577.334	20.965.691	16.047.872	19.812.739	4.696.991	8.607.241	5.380.618	4.911.549	3.087.733	-	-	73.490.640	35.790.548
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	64.630.389	-	64.630.389
PASIVOS NO CORRIENTES	1.855.936.523	1.798.546.677	228.596.457	182.066.288	850.943.947	866.894.226	985.587.039	749.238.211	530.104.088	525.104.242	(42.967.221)	(37.299.979)	4.408.200.833	4.084.539.665
Otros pasivos financieros no corrientes	1.579.646.707	1.511.148.690	116.145.500	87.795.042	470.819.936	483.293.292	795.158.535	616.376.069	329.296.071	316.343.354	-	-	3.291.066.749	3.014.956.447
Otras cuentas por pagar no corrientes	2.416.088	3.595.790	781.137	325.183	19.699.953	33.173.070	-	142.669	-	-	-	-	22.897.178	37.236.712
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	44.189.529	36.634.177	-	1.750.092	-	-	-	-	(44.189.529)	(37.299.979)	-	1.084.290
Otras provisiones no corrientes	17.715.812	17.164.654	11.142.361	11.451.261	178.426.519	183.780.246	4.877.319	2.198.153	1.652.478	10.928.015	-	-	213.814.489	225.522.329
Pasivo por impuestos diferidos	208.719.994	222.646.728	26.094.378	21.549.260	67.468.433	61.907.742	59.893.003	52.263.418	198.866.713	197.556.430	1.222.308	-	562.264.829	555.923.578
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.204.638	33.170.562	2.676.982	1.400.727	101.251.886	102.989.784	89.242.218	78.257.902	-	-	-	-	228.375.724	215.818.975
Otros pasivos no financieros no corrientes	12.233.284	10.820.253	27.566.570	22.900.638	13.277.220	-	36.415.964	-	288.826	276.443	-	-	89.781.864	33.997.334
PATRIMONIO NETO	6.430.373.781	6.394.984.745	264.185.968	268.637.728	2.921.583.051	2.882.244.720	1.405.500.385	1.206.269.755	659.671.980	558.029.135	(4.770.520.961)	(4.796.138.127)	6.910.794.204	6.514.027.956
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.430.373.781	6.394.984.745	264.185.968	268.637.728	2.921.583.051	2.882.244.720	1.405.500.385	1.206.269.755	659.671.980	558.029.135	(4.770.520.961)	(4.796.138.127)	3.896.797.379	3.735.544.636
Capital emitido	5.517.159.219	5.504.650.136	230.798.614	233.455.382	1.011.466.108	1.016.335.188	146.840.420	147.297.657	197.139.383	198.134.490	(4.278.520.909)	(4.274.990.018)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.656.475.348	2.687.545.567	57.613.338	77.431.069	395.960.566	446.813.310	137.686.558	274.298.955	59.023.370	56.504.426	(1.095.800.943)	(1.438.903.818)	2.210.958.237	2.103.689.509
Primas de emisión	158.759.648	158.759.648	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.902.020.434)	(1.955.970.606)	(24.225.984)	(42.248.723)	1.514.156.377	1.419.096.222	1.120.973.407	784.673.143	403.509.227	303.390.219	603.800.891	917.755.709	(1.297.803.341)	(1.351.787.356)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.013.996.825	2.778.483.320
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.783.162.283	8.840.993.785	923.152.950	819.059.283	4.627.748.494	4.498.824.468	2.803.959.797	2.388.025.004	1.336.800.828	1.205.809.292	(4.838.480.950)	(4.746.866.725)	13.636.343.402	13.005.845.107

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	1.548.301.898	1.533.215.469	547.882.703	528.246.842	1.604.907.067	1.565.117.712	816.728.659	885.529.745	332.484.785	320.830.124	(1.505.636)	(2.567.919)	4.848.799.476	4.830.371.973
Ventas	1.527.453.076	1.492.333.544	541.770.450	521.443.125	1.462.905.388	1.432.711.782	795.605.630	866.003.229	319.378.922	306.813.936	(1.505.636)	(2.567.919)	4.645.607.830	4.616.737.697
Ventas de energía	1.433.200.186	1.350.958.977	526.960.989	499.011.402	1.329.833.693	1.307.195.748	727.149.080	778.681.570	306.194.226	281.667.376	-	-	4.323.338.174	4.217.515.073
Otras ventas	13.167.782	24.721.579	-	-	4.506.228	2.325.053	2.632.710	6.048.483	532.190	3.095.474	(69.179)	(1.328.299)	20.769.731	34.862.290
Otras prestaciones de servicios	81.085.108	116.652.988	14.809.461	22.431.723	128.565.467	123.190.981	65.823.840	81.273.176	12.652.506	22.051.086	(1.436.457)	(1.239.620)	301.499.925	364.360.334
Otros ingresos de explotación	20.848.822	40.881.925	6.112.253	6.803.717	142.001.679	132.405.930	21.123.029	19.526.516	13.105.863	14.016.188	-	-	203.191.646	213.634.276
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(967.786.296)	(857.856.641)	(388.080.638)	(343.276.497)	(915.924.926)	(878.402.712)	(283.847.358)	(358.683.881)	(127.721.010)	(128.777.236)	160.363	1.573.351	(2.683.199.865)	(2.565.423.616)
Compras de energía	(561.410.183)	(382.003.949)	(113.450.318)	(112.059.072)	(434.192.955)	(393.891.697)	(135.966.915)	(196.240.404)	(64.255.589)	(56.497.174)	-	-	(1.309.275.960)	(1.140.692.296)
Consumo de combustible	(260.246.463)	(276.842.814)	(258.354.010)	(215.187.732)	(22.725.921)	(25.862.703)	(18.596.386)	(21.467.067)	(35.721.594)	(33.626.986)	-	-	(595.644.374)	(572.987.302)
Gastos de transporte	(120.670.207)	(148.165.292)	(7.194.927)	(3.484.750)	(79.434.107)	(85.579.253)	(84.584.917)	(87.683.387)	(11.357.292)	(9.496.987)	-	-	(303.241.450)	(334.409.669)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(25.459.443)	(50.844.586)	(9.081.383)	(12.544.943)	(379.571.943)	(373.069.059)	(44.699.140)	(53.293.023)	(16.386.535)	(29.156.089)	160.363	1.573.351	(475.038.081)	(517.334.349)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	580.515.602	675.358.828	159.802.065	184.970.345	688.982.141	686.715.000	532.881.301	526.845.864	204.763.775	192.052.888	(1.345.273)	(994.568)	2.165.599.611	2.264.948.357
Trabajos para el Inmovilizado	7.996.682	8.042.775	8.618.338	5.947.103	13.214.962	12.557.177	4.169.166	2.971.020	1.665.825	1.345.587	-	-	35.664.973	30.863.662
Gastos de Personal	(77.959.149)	(80.468.839)	(75.624.280)	(54.668.131)	(78.021.109)	(80.013.378)	(36.618.726)	(36.512.370)	(1.128.793)	(15.514.677)	-	-	(269.352.057)	(267.176.395)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(79.879.690)	(76.284.489)	(64.174.325)	(59.374.220)	(122.606.940)	(126.275.972)	(126.058.144)	(62.581.626)	(28.894.231)	(27.489.425)	1.347.808	722.911	(420.265.522)	(351.282.821)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	430.673.445	526.648.275	28.621.798	76.876.097	501.569.054	492.982.827	374.373.597	430.722.888	176.406.576	150.394.373	2.535	(271.657)	1.511.647.005	1.677.352.803
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(94.945.368)	(103.656.769)	(23.515.256)	(26.410.086)	(79.655.847)	(129.965.473)	(74.242.470)	(81.107.920)	(42.322.413)	(46.661.460)	2.464.679	-	(312.216.675)	(387.801.708)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	335.728.077	422.991.506	5.106.542	50.466.011	421.913.207	363.017.354	300.131.127	349.614.968	134.084.163	103.732.913	2.467.214	(271.657)	1.199.430.330	1.289.551.095
RESULTADO FINANCIERO	(67.138.796)	(87.232.103)	(21.547.830)	(8.214.260)	(32.923.979)	(70.045.915)	(58.815.497)	(47.336.529)	(16.760.888)	(18.243.522)	3.045.932	1.955.576	(194.141.058)	(229.116.753)
Ingresos financieros	17.680.931	10.196.990	10.325.154	7.125.394	101.409.075	74.726.558	4.320.043	8.995.985	1.927.208	1.553.986	(1.573.888)	(1.124.154)	134.088.523	101.474.759
Gastos financieros	(71.202.287)	(84.532.884)	(26.279.238)	(24.568.266)	(143.277.316)	(143.126.808)	(62.932.499)	(56.179.456)	(18.350.610)	(20.212.652)	1.573.888	1.124.154	(320.468.062)	(327.495.912)
Resultados por Unidades de Reajuste	(17.038.304)	(12.414.300)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17.038.304)	(12.414.300)
Diferencias de cambio	3.420.864	(481.909)	(5.593.746)	9.228.612	8.944.262	(1.645.665)	(203.041)	(153.058)	(337.486)	415.144	3.045.932	1.955.576	9.276.785	9.318.700
Positivas	49.012.672	12.513.712	4.302.586	19.933.055	16.094.094	27.467.475	548.600	760.368	1.750.946	1.021.595	(3.648.925)	(1.046.751)	68.059.973	60.649.454
Negativas	(45.591.808)	(12.995.621)	(9.896.332)	(10.704.443)	(7.149.832)	(29.113.140)	(751.641)	(913.426)	(2.088.432)	(606.451)	6.694.857	3.002.327	(58.783.188)	(51.330.754)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	5.819.127	1.234.983	28.834	112.942	-	-	-	-	-	-	34	174	5.847.995	1.348.099
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	889.889	1.394.697	-	173.829	-	-	-	-	-	-	(514.125)	(1.429.928)	375.764	138.598
Resultados en Ventas de Activos	(7.674.626)	1.992.753	-	-	-	18.694	40.826	1.041.035	461.997	(8.821)	-	-	(7.171.803)	3.043.661
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	267.623.671	340.381.836	(16.412.454)	42.538.522	388.989.228	292.990.133	241.356.456	303.319.474	117.785.272	85.480.570	4.999.055	254.165	1.004.341.228	1.064.964.700
Impuesto Sobre Sociedades	(97.405.551)	(85.499.608)	4.149.186	(14.977.093)	(88.448.500)	(50.608.433)	(103.495.520)	(101.176.669)	(32.339.299)	(30.929.931)	989.812	-	(316.549.872)	(283.191.734)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	170.218.120	254.882.228	(12.263.268)	27.561.429	300.540.728	242.381.700	137.860.936	202.142.805	85.445.973	54.550.639	5.988.867	254.165	687.791.356	781.772.966
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	170.218.120	254.882.228	(12.263.268)	27.561.429	300.540.728	242.381.700	137.860.936	202.142.805	85.445.973	54.550.639	5.988.867	254.165	687.791.356	781.772.966
RESULTADO DEL PERÍODO	170.218.120	254.882.228	(12.263.268)	27.561.429	300.540.728	242.381.700	137.860.936	202.142.805	85.445.973	54.550.639	5.988.867	254.165	687.791.356	781.772.966
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	319.025.580	342.140.865
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	368.765.776	439.632.101

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	421.255.266	581.919.944	100.755.414	96.454.500	351.563.133	206.821.621	282.292.123	154.997.283	68.386.026	50.330.357	(21.406.365)	(26.213.389)	1.202.845.597	1.064.310.315	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	63.516.190	225.658.998	22.236.519	18.626.377	107.963.579	77.999.226	170.111.397	74.583.887	26.204.407	13.865.517	-	-	390.032.092	410.734.005	
Otros activos financieros corrientes	2.933.660	17.551	-	-	38.971.238	5.463.750	967.951	54.650	20.308	-	-	-	42.893.157	5.535.951	
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.922.161	1.073.419	3.820.437	2.254.847	1.978.103	808.494	2.721.293	1.370.458	2.552.991	1.835.063	-	-	13.994.985	7.342.281	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	176.265.702	150.897.103	45.870.514	53.364.468	166.747.881	83.976.499	56.264.072	41.680.862	13.759.303	11.027.554	-	(19.872.054)	458.907.472	321.074.432	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	79.919.926	103.058.701	26.703.606	20.203.295	22.386.371	28.663.608	44.911.807	32.368.651	13.078.230	8.403.843	(21.406.365)	(6.341.335)	165.593.575	186.356.762	
Inventarios	29.919.366	24.443.037	1.830.543	1.750.879	22.443	22.842	5.749.709	4.936.465	12.537.808	11.009.380	-	-	50.059.869	42.162.603	
Activos por impuestos corrientes	65.778.261	76.771.135	293.795	254.634	13.493.518	9.887.202	1.565.894	2.310	232.979	4.189.000	-	-	81.364.447	91.104.281	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.038.334.260	3.989.974.642	329.211.206	290.297.224	580.398.034	614.488.434	1.395.710.457	1.203.713.202	793.618.362	730.619.632	(1.031.685.448)	(1.020.656.208)	6.105.586.871	5.808.436.926	
Otros activos financieros no corrientes	6.153.763	27.935.909	197.639	-	-	-	1.539.442	-	-	359.977	-	-	7.890.844	28.295.886	
Otros activos no financieros no corrientes	607.564	146.349	11.714.335	10.203.998	27.472.375	19.997.184	-	1.111.481	-	-	-	-	39.794.274	31.459.012	
Derechos por cobrar no corrientes	1.367.159	1.820.235	147.762.981	123.377.243	3.477.882	11.129.694	3.331.385	2.974.116	-	-	-	-	155.939.407	139.301.288	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.210.363	5.570.592	-	-	42.032.795	37.063.260	-	-	-	-	(48.243.158)	(41.869.632)	-	764.220	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.602.543.192	1.591.313.598	3.287.673	3.094.078	10.893.453	10.950.060	-	-	49.758.156	49.494.618	(1.073.036.610)	(1.063.491.176)	593.445.864	591.361.178	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	9.823.935	9.638.098	185.990	190.799	1.360.349	972.900	21.438.826	20.247.206	364.981	349.639	-	-	33.174.081	31.398.642	
Plusvalía	14.062	12.636	2.582.065	2.453.791	-	-	5.202.857	-	10.449.865	10.502.214	89.594.320	84.704.600	107.843.169	97.673.241	
Propiedades, planta y equipo	2.380.209.357	2.328.158.165	149.847.418	136.585.507	468.317.780	480.313.680	1.305.254.853	1.125.145.217	731.231.358	669.094.525	-	-	5.034.860.766	4.739.297.094	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	31.404.865	25.379.060	13.633.105	14.391.808	26.843.400	54.061.656	58.943.094	54.235.182	1.814.002	818.659	-	-	132.638.466	148.886.365	
TOTAL ACTIVOS	4.459.589.526	4.571.894.586	429.966.620	386.751.724	931.961.167	821.310.055	1.678.002.580	1.358.710.485	862.004.388	780.949.989	(1.053.091.813)	(1.046.869.597)	7.308.432.468	6.872.747.241	

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	314.222.641	461.971.755	144.541.621	151.057.167	319.939.010	182.940.166	291.851.674	286.630.051	58.106.741	61.493.965	29.191.188	(418.133)	1.157.852.875	1.143.674.971	
Otros pasivos financieros corrientes	46.264.755	43.626.925	81.073.370	79.751.906	66.067.407	64.363.398	192.663.577	87.860.103	26.649.873	39.501.048	-	-	412.718.982	315.103.380	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	167.564.462	221.957.794	42.565.177	28.920.947	171.351.246	63.002.748	51.004.502	86.644.371	15.214.904	16.970.251	-	(418.133)	447.700.291	417.077.978	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	40.028.054	142.252.923	8.949.955	28.374.815	66.104.718	37.105.842	24.471.416	80.508.993	31.590	218.586	29.191.188	-	168.776.921	288.461.159	
Otras provisiones corrientes	25.049.354	35.783.147	2.984.778	2.553.179	-	1.874.736	11.840	22.520	2.757.389	3.097.899	-	-	30.803.361	43.331.481	
Pasivos por impuestos corrientes	19.641.287	14.656.865	8.105.417	11.212.408	12.939.727	16.593.444	21.232.357	26.604.320	10.673.976	692.609	-	-	72.592.764	69.759.646	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	2.703.107	-	-	-	-	-	2.703.107	
Otros pasivos no financieros corrientes	15.674.729	3.694.101	862.924	243.912	3.475.912	(2)	2.467.982	2.286.637	2.779.009	1.013.572	-	-	25.260.556	7.238.220	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.232.332.476	1.172.214.180	176.898.143	141.817.640	89.692.705	156.436.680	538.981.122	356.958.221	330.058.169	319.926.947	(44.189.529)	(36.634.177)	2.323.773.086	2.110.719.491	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.019.484.847	949.189.055	89.439.248	70.465.040	68.578.258	94.332.102	495.066.523	339.291.052	185.658.543	168.684.276	-	-	1.858.227.419	1.621.961.525	
Otras cuentas por pagar no corrientes	2.129.844	3.288.535	-	-	-	10.117.596	-	142.669	-	-	-	-	2.129.844	13.548.800	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	80.918	78.870	44.189.529	36.634.177	-	1.084.290	-	-	-	-	(44.189.529)	(36.634.177)	80.918	1.163.160	
Otras provisiones no corrientes	10.223.809	9.797.457	-	-	5.782.536	46.119.690	445.778	348.770	1.652.478	10.772.286	-	-	18.104.601	67.038.203	
Pasivo por impuestos diferidos	180.256.661	192.358.468	15.702.796	11.817.785	5.708.192	4.783.002	-	-	142.747.148	140.470.385	-	-	344.414.797	349.429.640	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	11.360.472	9.971.456	-	-	-	-	21.445.808	17.175.730	-	-	-	-	32.806.280	27.147.186	
Otros pasivos no financieros no corrientes	8.795.925	7.530.339	27.566.570	22.900.638	9.623.719	-	22.023.013	-	-	-	-	-	68.009.227	30.430.977	
PATRIMONIO NETO	2.913.034.409	2.937.708.650	108.526.856	93.876.916	522.329.452	481.933.209	847.169.784	715.122.213	473.839.478	399.529.077	(1.038.093.472)	(1.009.817.287)	3.826.806.507	3.618.352.778	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.913.034.409	2.937.708.650	108.526.856	93.876.916	522.329.452	481.933.209	847.169.784	715.122.213	473.839.478	399.529.077	(1.038.093.472)	(1.009.817.287)	3.826.806.507	3.618.352.778	
Capital emitido	2.152.427.484	2.132.404.418	92.185.037	92.185.037	203.659.553	203.659.553	142.906.410	142.906.410	164.297.758	164.297.758	(1.003.097.769)	(905.021.922)	1.752.378.473	1.830.431.254	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.066.579.582	1.152.825.041	8.615.183	10.088.706	132.496.249	123.291.764	81.707.534	149.784.385	31.982.742	23.141.069	342.457.181	107.147.811	1.663.838.471	1.566.278.776	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(305.972.657)	(347.520.809)	7.726.636	(8.396.827)	186.173.650	154.981.892	622.555.840	422.431.418	277.558.978	212.090.250	(377.452.884)	(211.943.176)	410.589.563	221.642.748	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.459.589.526	4.571.894.585	429.966.620	386.751.724	931.961.167	821.310.055	1.678.002.580	1.358.710.485	862.004.388	780.949.989	(1.053.091.813)	(1.046.869.597)	7.308.432.468	6.872.747.241	

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	908.325.291	984.721.177	341.325.461	302.320.332	223.042.268	238.659.688	365.899.206	390.200.776	174.349.186	161.204.584	(520.273)	(665.365)	2.012.421.139	2.076.441.192	
Ventas	896.943.765	953.893.359	341.283.217	300.640.999	220.591.251	233.802.435	365.790.186	389.997.063	173.840.408	161.040.107	(520.273)	(665.365)	1.997.928.554	2.038.708.598	
Ventas de energía	884.070.358	938.095.751	341.283.217	296.293.831	187.079.865	191.736.036	364.550.698	389.418.148	169.829.130	154.636.618	-	-	1.946.813.268	1.970.180.384	
Otras ventas	19.596	5.655.707	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.596	5.655.707	
Otras prestaciones de servicios	12.853.811	10.141.901	-	4.347.168	33.511.386	42.066.399	1.239.488	578.915	4.011.278	6.403.489	(520.273)	(665.365)	51.095.690	62.872.507	
Otros ingresos de explotación	11.381.526	30.827.818	42.244	1.679.333	2.451.017	4.857.253	109.020	203.713	508.778	164.477	-	-	14.492.585	37.732.594	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(529.537.569)	(500.644.784)	(283.950.108)	(233.764.581)	(45.599.560)	(73.393.037)	(101.373.202)	(140.646.463)	(63.001.077)	(60.797.576)	-	-	(1.023.461.516)	(1.009.246.441)	
Compras de energía	(167.528.842)	(104.853.825)	(11.134.173)	(6.633.976)	(15.964.615)	(16.888.367)	(22.672.028)	(62.553.036)	(11.373.517)	(12.833.618)	-	-	(228.673.175)	(203.762.822)	
Consumo de combustible	(260.238.669)	(276.838.228)	(258.354.010)	(215.187.732)	(22.725.921)	(25.862.703)	(18.596.386)	(21.467.067)	(35.721.594)	(33.626.986)	-	-	(595.636.580)	(572.982.716)	
Gastos de transporte	(97.339.492)	(115.005.216)	(6.456.007)	(2.559.686)	(11.736.618)	(13.419.443)	(40.590.877)	(37.553.361)	(11.493.697)	(9.597.587)	-	-	(167.616.691)	(178.135.293)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(4.430.566)	(3.947.515)	(8.005.918)	(9.383.187)	4.827.594	(17.222.524)	(19.513.911)	(19.072.999)	(4.412.269)	(4.739.385)	-	-	(31.535.070)	(54.365.610)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	378.787.722	484.076.393	57.375.353	68.555.751	177.442.708	165.266.651	264.526.004	249.554.313	111.348.109	100.407.008	(520.273)	(665.365)	988.959.623	1.067.194.751	
Trabajos para el Inmovilizado	1.490.309	-	-	-	61.355	-	1.355.489	485.887	13.880	-	-	-	2.921.033	485.887	
Gastos de Personal	(28.842.549)	(22.306.166)	(12.889.035)	(8.666.636)	(7.302.455)	(8.412.053)	(9.413.150)	(8.737.249)	5.094.357	(4.639.352)	-	-	(53.362.832)	(52.761.456)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(38.378.196)	(37.305.340)	(6.667.922)	(8.157.683)	(5.171.007)	(10.028.801)	(55.966.155)	(17.008.074)	(10.676.636)	(11.437.854)	520.273	665.365	(116.339.643)	(83.272.387)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	313.057.286	424.464.887	37.818.396	51.731.432	165.030.601	146.825.797	200.502.188	224.294.877	105.769.710	84.329.802	-	-	822.178.181	931.646.795	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(67.697.776)	(74.565.341)	(12.384.198)	(14.218.604)	1.726.674	(36.593.993)	(26.089.312)	(31.286.453)	(26.221.025)	(29.343.970)	-	-	(130.665.637)	(186.008.361)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	245.359.510	349.899.546	25.434.198	37.512.828	166.757.275	110.231.804	174.412.876	193.008.424	79.548.685	54.985.832	-	-	691.512.544	745.638.434	
RESULTADO FINANCIERO	(46.556.945)	(53.904.636)	(16.052.223)	(3.969.308)	(1.863.924)	(15.163.836)	(33.732.477)	(26.868.850)	(8.037.638)	(9.738.696)	(4.033.401)	2.226.271	(110.276.608)	(107.419.045)	
Ingresos financieros	4.215.883	3.451.068	4.833.909	1.114.456	16.350.194	11.334.175	976.520	2.928.369	588.976	379.493	(1.571.387)	(1.087.732)	25.394.095	18.119.829	
Gastos financieros	(45.472.566)	(55.452.978)	(14.625.214)	(13.361.594)	(26.210.966)	(25.469.251)	(34.492.225)	(29.816.365)	(8.202.661)	(10.544.717)	1.571.387	1.087.732	(127.432.245)	(133.557.173)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(3.909.485)	(2.871.445)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.909.485)	(2.871.445)	
Diferencias de cambio	(1.390.777)	968.719	(6.260.918)	8.277.830	7.996.848	(1.028.760)	(216.772)	19.146	(423.953)	426.538	(4.033.401)	2.226.271	(4.328.973)	10.889.744	
Positivas	7.929.303	4.368.714	3.432.899	18.937.167	13.821.248	21.531.222	245.363	143.141	1.265.520	513.646	(2.939.655)	(164.976)	23.754.678	45.328.914	
Negativas	(9.320.080)	(3.399.995)	(9.693.817)	(10.659.337)	(5.824.400)	(22.559.982)	(462.135)	(123.995)	(1.689.473)	(87.108)	(1.093.746)	2.391.247	(28.083.651)	(34.439.170)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	5.819.161	1.235.157	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.819.161	1.235.157	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	375.764	114.606	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	375.764	114.606	
Resultados en Ventas de Activos	248.582	138.684	-	-	-	11.976	69.849	694.562	406.132	(8.821)	-	-	724.563	836.401	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	205.246.072	297.483.357	9.381.975	33.543.520	164.893.351	95.079.944	140.750.248	166.834.136	71.917.179	45.238.325	(4.033.401)	2.226.271	588.155.424	640.405.553	
Impuesto Sobre Sociedades	(64.732.385)	(63.514.949)	(4.892.751)	(11.715.102)	(32.397.102)	(8.533.272)	(58.841.677)	(56.786.460)	(20.292.360)	(16.874.964)	-	-	(181.156.275)	(157.424.747)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	140.513.687	233.968.408	4.489.224	21.828.418	132.496.249	86.546.672	81.908.571	110.047.676	51.624.819	28.363.361	(4.033.401)	2.226.271	406.999.149	482.980.806	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	140.513.687	233.968.408	4.489.224	21.828.418	132.496.249	86.546.672	81.908.571	110.047.676	51.624.819	28.363.361	(4.033.401)	2.226.271	406.999.149	482.980.806	
RESULTADO DEL PERÍODO	140.513.687	233.968.408	4.489.224	21.828.418	132.496.249	86.546.672	81.908.571	110.047.676	51.624.819	28.363.361	(4.033.401)	2.226.271	406.999.149	482.980.806	
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	223.240.566	308.282.584	90.942.046	110.182.639	401.852.642	404.494.596	190.892.363	255.980.239	72.253.038	76.808.391	(4.968.741)	(698.797)	974.211.914	1.155.049.652
Otros activos financieros corrientes	54.833.582	106.822.082	37.151.116	45.328.399	91.261.499	52.245.576	71.216.701	76.385.965	9.441.764	26.792.493	-	-	263.904.662	307.574.515
Otros Activos No Financieros, Corriente	87.793	-	83.888	2.271.690	-	-	110.347	9.868	-	-	-	-	282.028	2.281.558
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	2.728.338	1.422.618	1.914.679	1.199.090	16.127.809	22.986.384	1.904.234	371.248	605.671	1.209.481	-	-	23.280.731	27.188.821
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	150.237.420	185.002.586	46.173.105	52.358.414	266.663.285	315.121.464	94.303.668	93.252.938	53.073.349	44.301.959	-	-	610.450.827	690.037.361
Inventarios	13.129.606	6.640.662	532.819	379.832	-	209.526	14.295.202	80.257.637	37.984	340.135	(4.968.741)	(698.797)	23.026.870	87.128.995
Activos por impuestos corrientes	2.223.827	2.136.612	3.608.052	2.261.326	1.487.435	1.307.070	9.061.902	5.702.583	9.080.543	4.153.152	-	-	25.461.759	15.560.743
Activos por impuestos corrientes	-	6.258.024	1.478.387	6.383.888	26.312.614	12.624.576	309	-	13.727	11.171	-	-	27.805.037	25.277.659
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES														
Otros activos financieros no corrientes	1.170.041.635	1.153.691.583	400.908.767	320.842.717	1.997.545.146	1.889.350.205	994.225.426	885.875.047	412.740.214	356.670.398	-	-	4.975.461.188	4.606.429.950
Otros activos no financieros no corrientes	24.591	25.582	-	-	3.335.366	3.352.698	9.193	8.267	2.491.504	1.825.059	-	-	5.860.654	5.211.606
Derechos por cobrar no corrientes	289.126	550.802	729.838	693.473	77.819.600	69.291.066	-	-	-	-	-	-	78.838.564	70.535.341
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	3.874.025	7.046.330	3.073.499	495.607	234.415.727	165.962.532	7.171.260	5.847.271	-	-	-	-	248.534.511	179.381.740
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	-	118.950	324.864	-	-	-	-	-	-	118.950	324.864
Activos intangibles distintos de la plusvalía	573.595.194	546.854.493	30.110	30.151	-	77	-	-	-	-	-	-	573.625.381	546.884.644
Plusvalía	15.235.034	18.189.812	3.698.631	3.203.663	1.400.522.180	1.361.527.584	20.381.014	20.239.478	2.522.530	2.274.071	-	-	1.442.359.389	1.405.434.608
Propiedades, planta y equipo	2.240.478	2.240.478	-	-	120.072.059	120.673.559	8.203.135	7.348.467	-	-	-	-	130.515.672	130.262.504
Propiedad de inversión	566.826.589	561.616.684	364.441.766	298.970.983	18.189.234	20.391.138	880.857.075	783.716.639	407.726.180	352.571.268	-	-	2.238.040.844	2.017.266.712
Activos por impuestos diferidos	7.956.598	17.167.402	28.934.923	17.448.840	143.072.030	147.796.764	77.603.672	68.714.925	-	-	-	-	257.567.223	251.127.931
TOTAL ACTIVOS	1.393.282.201	1.461.974.167	491.850.813	431.025.356	2.399.397.788	2.293.844.801	1.185.117.789	1.141.855.286	484.993.252	433.478.789	(4.968.741)	(698.797)	5.949.673.102	5.761.479.602

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	154.343.956	171.286.364	285.644.276	226.189.613	554.866.036	553.701.924	180.181.271	269.331.660	99.114.831	78.464.053	(4.968.741)	(698.797)	1.269.181.629	1.298.274.817	
Otros pasivos financieros corrientes	223.353	2.668	17.199.893	11.553.138	211.625.040	200.661.330	10.740.687	50.242.207	38.832.103	22.404.747	-	-	278.621.076	284.864.090	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	84.689.443	86.947.700	213.635.644	159.903.785	207.083.343	283.132.512	101.736.411	155.442.693	30.767.342	29.240.966	-	-	637.912.183	714.667.656	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	40.736.729	63.921.986	2.277.119	2.212.567	78.499.770	30.669.756	44.128.764	34.172.478	11.168.517	11.517.749	(4.968.741)	(698.797)	171.842.158	141.795.739	
Otras provisiones corrientes	6.107.938	6.792.229	27.893.571	28.780.910	8.858.961	6.153.804	-	1.476.148	10.777.586	8.275.793	-	-	53.638.056	51.478.884	
Pasivos por impuestos corrientes	20.268.593	10.039.060	4.727.964	7.526.565	33.507.959	28.902.744	17.436.150	24.090.490	5.436.743	4.950.637	-	-	81.377.409	75.509.486	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	1.284.614	-	591.831	-	-	-	813.663	-	-	-	-	-	2.690.108	
Otros pasivos no financieros corrientes	2.317.900	2.298.117	19.910.085	15.620.817	15.290.963	4.181.778	6.139.259	3.093.981	2.132.540	2.074.161	-	-	45.790.747	27.268.854	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	51.466.947	196.967.970	51.698.314	40.238.648	761.231.043	711.221.766	446.605.917	392.279.990	200.045.919	205.177.295	-	-	1.511.048.140	1.545.885.669	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	26.706.252	17.330.002	402.241.678	388.961.190	300.092.012	277.085.017	143.637.528	147.659.078	-	-	872.677.470	831.035.287	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	781.137	325.183	19.699.953	23.055.474	-	-	-	-	-	-	20.481.090	23.380.657	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	146.500.704	-	-	-	1.430.022	-	-	-	-	-	-	-	147.930.726	
Otras provisiones no corrientes	7.426.781	7.367.197	11.142.361	11.451.261	172.643.983	137.660.556	4.431.541	1.849.383	-	155.729	-	-	195.644.666	158.484.126	
Pasivo por impuestos diferidos	23.114.219	24.272.266	10.391.582	9.731.475	61.760.241	57.124.740	59.893.003	52.263.418	56.119.565	57.086.045	-	-	211.278.610	200.477.944	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17.571.759	15.763.453	2.676.982	1.400.727	101.251.886	102.989.784	67.796.410	61.082.172	-	-	-	-	189.297.037	181.236.136	
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.354.188	3.064.350	-	-	3.633.302	-	14.392.951	-	288.826	276.443	-	-	21.669.267	3.340.793	
PATRIMONIO NETO	1.187.471.298	1.093.719.833	154.508.223	164.597.095	1.083.300.709	1.028.921.111	558.330.601	480.243.636	185.832.502	149.837.441	-	-	3.169.443.333	2.917.319.116	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.187.471.298	1.093.719.833	154.508.223	164.597.095	1.083.300.709	1.028.921.111	558.330.601	480.243.636	185.832.502	149.837.441	-	-	3.169.443.333	2.917.319.116	
Capital emitido	368.494.984	368.494.984	135.477.599	135.477.599	547.861.028	547.861.028	3.934.010	3.934.010	32.841.625	32.841.625	-	-	1.088.609.246	1.088.609.246	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.089.498.593	998.431.191	49.005.002	66.482.841	116.163.361	104.634.235	55.979.024	123.200.147	27.040.628	25.300.513	-	-	1.337.686.608	1.318.048.927	
Primas de emisión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(270.522.279)	(273.206.342)	(29.974.378)	(37.363.345)	419.276.320	376.425.848	498.417.567	353.109.479	125.950.249	91.695.303	-	-	743.147.479	510.660.943	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.393.282.201	1.461.974.167	491.850.813	431.025.356	2.399.397.788	2.293.844.801	1.185.117.789	1.141.855.286	484.993.252	433.478.789	(4.968.741)	(698.797)	5.949.673.102	5.761.479.602	

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	778.004.929	723.061.987	205.924.443	222.307.188	1.471.514.611	1.416.242.816	595.808.434	592.765.004	238.636.323	230.578.272	-	-	3.289.888.740	3.184.955.267	
Ventas	769.463.171	713.320.385	199.854.434	217.182.804	1.331.963.949	1.288.671.940	574.009.222	573.197.705	225.933.653	216.590.567	-	-	3.101.224.429	3.008.963.401	
Ventas de energía	695.675.133	643.103.443	185.697.269	202.741.047	1.238.408.314	1.213.623.307	494.960.786	497.620.771	219.487.297	210.959.023	-	-	2.834.228.799	2.768.047.591	
Otras ventas	3.427.963	4.632.066	-	-	-	-	1.637.184	1.523.020	12.852	14.702	-	-	5.077.999	6.169.788	
Otras prestaciones de servicios	70.360.075	65.584.876	14.157.165	14.441.757	93.555.635	75.048.633	77.411.252	74.053.914	6.433.504	5.616.842	-	-	261.917.631	234.746.022	
Otros ingresos de explotación	8.541.758	9.741.602	6.070.009	5.124.384	139.550.662	127.570.876	21.799.212	19.567.299	12.702.670	13.987.705	-	-	188.664.311	175.991.866	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(592.283.515)	(555.335.886)	(103.824.508)	(107.636.993)	(965.546.341)	(891.439.549)	(328.111.668)	(324.334.015)	(145.997.332)	(140.738.770)	-	-	(2.135.763.364)	(2.019.485.213)	
Compras de energía	(537.748.341)	(506.064.804)	(102.329.143)	(105.440.000)	(513.882.826)	(475.166.925)	(244.990.813)	(241.673.138)	(135.963.479)	(127.591.642)	-	-	(1.534.914.602)	(1.455.936.509)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	(38.642.979)	(33.098.792)	(738.920)	(925.064)	(68.514.783)	(72.159.810)	(61.010.951)	(63.410.091)	-	-	-	-	(168.907.633)	(169.593.757)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(15.892.195)	(16.172.290)	(756.445)	(1.271.929)	(383.148.732)	(344.112.814)	(22.109.904)	(19.250.786)	(10.033.853)	(13.147.128)	-	-	(431.941.129)	(393.954.947)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	185.721.414	167.726.101	102.099.935	114.670.195	505.968.270	524.803.267	267.696.766	268.430.989	92.638.991	89.839.502	-	-	1.154.125.376	1.165.470.054	
Trabajos para el Inmovilizado	2.069.066	1.874.150	8.618.338	5.947.103	13.153.607	12.557.177	2.813.677	2.485.133	1.651.945	1.345.587	-	-	28.306.633	24.209.150	
Gastos de Personal	(20.979.807)	(18.251.200)	(62.502.768)	(44.548.801)	(65.591.823)	(63.116.540)	(25.590.690)	(2.173.744)	(5.662.538)	(7.880.190)	-	-	(180.327.626)	(155.528.475)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(44.873.970)	(47.468.881)	(57.396.013)	(50.880.753)	(112.606.632)	(122.691.714)	(70.979.606)	(46.471.067)	(17.923.434)	(17.276.694)	-	-	(303.779.655)	(284.789.109)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	121.936.703	103.880.170	(9.180.508)	25.187.744	340.923.422	351.552.190	173.940.147	202.713.311	70.704.964	66.028.205	-	-	698.324.728	749.361.620	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(24.027.321)	(22.299.420)	(11.121.522)	(12.143.343)	(80.973.127)	(90.873.773)	(47.966.461)	(48.456.450)	(16.059.340)	(16.601.878)	-	-	(180.147.771)	(190.374.864)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	97.909.382	81.580.750	(20.302.030)	13.044.401	259.950.295	260.678.417	125.973.686	154.256.861	54.645.624	49.426.327	-	-	518.176.957	558.986.756	
RESULTADO FINANCIERO	8.005.091	(530.702)	(5.808.536)	(4.303.380)	(44.784.494)	(58.061.829)	(25.052.146)	(20.240.030)	(8.682.480)	(8.391.816)	109.439	(337.877)	(76.213.126)	(91.865.634)	
Ingresos financieros	12.509.885	7.026.420	5.207.723	5.973.349	74.064.392	57.503.051	3.867.496	7.041.891	1.327.896	1.152.073	-	-	96.977.392	78.696.784	
Gastos financieros	(3.934.372)	(6.245.135)	(11.608.371)	(10.809.293)	(119.557.526)	(114.880.501)	(28.919.999)	(27.186.795)	(10.089.032)	(9.607.474)	-	-	(174.109.300)	(168.729.198)	
Resultados por Unidades de Reajuste	1.786	8.570	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.786	
Diferencias de cambio	(572.208)	(1.320.557)	592.112	532.564	708.640	(684.379)	357	(95.126)	78.656	63.585	109.439	(337.877)	916.996	(1.841.790)	
Positivas	698.161	672.524	794.627	577.670	1.979.656	5.460.138	263.898	469.645	392.937	226.592	(67.863)	(398.636)	4.061.416	7.007.933	
Negativas	(1.270.369)	(1.993.081)	(202.515)	(45.106)	(1.271.016)	(6.144.517)	(263.541)	(564.771)	(314.281)	(163.007)	177.302	60.759	(3.144.420)	(8.849.723)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	(1.509)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.509)	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados en Ventas de Activos	2.143	(3.349)	-	-	-	-	(29.023)	333.748	55.865	-	-	-	28.985	330.399	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	105.916.616	81.046.699	(26.112.075)	8.741.021	215.165.801	202.616.588	100.892.517	134.350.579	46.019.009	41.034.511	109.439	(337.877)	441.991.307	467.451.521	
Impuesto Sobre Sociedades	(22.105.084)	(21.237.059)	9.041.937	(3.240.757)	(49.400.978)	(35.054.066)	(44.615.694)	(43.478.629)	(12.090.045)	(14.075.917)	-	-	(119.169.864)	(117.086.428)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	83.811.532	59.809.640	(17.070.138)	5.500.264	165.764.823	167.562.522	56.276.823	90.871.950	33.928.964	26.958.594	109.439	(337.877)	322.821.443	350.365.093	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	83.811.532	59.809.640	(17.070.138)	5.500.264	165.764.823	167.562.522	56.276.823	90.871.950	33.928.964	26.958.594	109.439	(337.877)	322.821.443	350.365.093	
RESULTADO DEL PERÍODO	83.811.532	59.809.640	(17.070.138)	5.500.264	165.764.823	167.562.522	56.276.823	90.871.950	33.928.964	26.958.594	109.439	(337.877)	322.821.443	350.365.093	
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

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

34.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de septiembre de			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2011	Dic-10	2012	Activos	2013	Activos	2014	Activos
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	-	963.655	-	-	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	46.078.669	M\$	73.623.261	66.236.055	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	11.923.524	M\$	4.472.229	4.011.514	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	101.780.621	M\$	8.997.880	13.008.383	-	-	-	-	-	-
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de Cobranza	M\$	22.806.130	M\$	16.174.560	-	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	110.696.722	94.071.116	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	26.896.728	M\$	54.157.802	62.720.234	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	10.249.738	M\$	124.037.289	84.993.209	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	15.057.779	M\$	104.238.858	102.571.290	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	164.000.071	M\$	41.828.760	17.867.290	-	-	-	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2011 Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 33.215.671.295 (M\$ 26.836.283.044 al 30 de septiembre de 2010).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de septiembre de			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2011	Dic-10	2012	Activos	2013	Activos	2014
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	87.419.151	M\$	87.419.151	140.797.232	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	26.993.036	M\$	26.993.036	34.817.262	-	-	-	-	-

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 30 de septiembre de 2011 asciende a MM\$5.958. 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 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, era la siguiente:

País	30-09-2011				Promedio del periodo (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	97	1.937	354	2.388	2.848
Argentina	33	2.394	887	3.314	3.264
Brasil	34	2.391	327	2.752	2.868
Perú	20	626	157	803	1.030
Colombia	26	1.514	54	1.594	1.866
Total	210	8.862	1.779	10.851	11.876

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

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

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

36. HECHOS POSTERIORES.

1.- Con fecha 6 de octubre de 2011, la SVS dictó la Resolución Exenta N° 545 y aplicó sanción de multa a los Directores de Pehuenche que participaron en la aprobación del contrato de Energía y Potencia suscrito entre Pehuenche S.A y su Matriz Endesa con fecha 19 de noviembre 2007.

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

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

b) A los Directores que integraban el Comité de Directores de la sociedad a la fecha de celebración del mentado contrato, se les sancionó por lo anterior y por no haber evacuado el Informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos las sanciones de multa a beneficio fiscal ascendentes a 400 UF.

Todo esto por las infracciones supuestamente cometidas.

Los Directores han deducido recurso de reclamación ante el Juzgado Civil competente, previa consignación del 25 % del monto total de la multa en la Tesorería General de la República.

2.- Con fecha 24 de octubre de 2011 fue dictado fallo arbitral sobre la demanda interpuesta por la sociedad Inversiones Trichahue S.A. en contra de nuestras sociedades filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A., Pehuenche S.A. y de los directores de esta última sociedad en noviembre de 2007.

Los demandados están analizando el fallo arbitral para la eventual interposición de los recursos que consideren procedentes.

3.- Con fecha 25 de octubre de 2011, el Directorio de nuestra filial Chilectra S.A. aprobó una modificación a la política de reparto de dividendos correspondiente al ejercicio 2011. Producto de esta modificación la política de reparto de dividendos contempla repartir un 100% de la utilidad líquida, en reemplazo de la anterior que preveía repartir un 30%.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 30 de septiembre de 2011 y la fecha de emisión de los estados financieros.

37. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 30 de septiembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	30-09-2011 M\$	30-09-2010 M\$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas.	1.391.315	-
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	48.617	46.344
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	145.593	40.718
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	323.192	494.717
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	46.696	7.241
Coelce	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, Auditoría ISO 14001, educiones ambientales.	4.362	26.289
Ampla Energía	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	29.078	7.594
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	19.149	3.825
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.	10.097	10.947
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	11.489	12.266
Total		2.029.588	649.941

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 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

30-09-2011										
Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	
Chilectra S.A.	consolidado	223.240.566	1.170.041.635	1.393.282.201	(154.343.956)	(51.466.947)	(205.810.903)	769.463.171	(638.035.142)	131.428.029
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	consolidado	-	-	-	-	-	6.690.708	(6.561.185)	129.523	
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	26.910.292	33.708.827	60.619.119	(2.401.781)	(1.400.951)	4.302.639	(3.594.998)	707.641	
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	consolidado	-	-	-	-	-	15.582.078	(16.890.062)	(1.307.984)	
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	2.838.131	235.990	3.074.121	(2.057.623)	(514.273)	3.972.611	(3.966.970)	5.641	
Inversiones Distrilima S.A.	separado	501.121	52.262.342	52.763.463	-	-	9.818.963	172	9.819.135	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	71.751.917	412.740.214	484.492.131	(99.114.831)	(200.045.919)	(299.160.750)	225.933.653	(192.004.689)	33.928.964
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	589.438.634	3.216.563.515	3.806.002.149	(349.488.134)	(1.121.354.872)	(1.470.843.006)	895.298.984	(607.883.915)	287.415.069
Endesa Eco S.A.	separado	4.954.933	136.406.982	141.361.915	(134.576.377)	(20.574.944)	(155.151.321)	9.656.415	(13.103.878)	(3.447.463)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	30.457.200	236.610.862	267.068.062	(64.936.320)	(39.398.859)	(104.335.179)	128.789.259	(65.181.480)	63.607.779
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	69.921.035	81.614.968	151.536.003	(85.370.056)	(9.366.424)	(94.736.480)	195.314.835	(158.655.468)	36.659.367
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	28.304.238	132.959.785	161.264.023	(63.777.387)	(13.441.150)	(77.218.537)	71.774.127	(29.227.682)	42.546.445
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	31.942.363	77.234.737	109.177.100	(10.028.413)	(5.969.796)	(15.998.209)	30.785.136	(28.033.787)	2.751.349
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	25.157.716	25.157.716	(3.561.982)	-	(3.561.982)	-	(191.518)	(191.518)
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	separado	57.973.260	158.845.520	216.818.780	(64.617.616)	(21.887.620)	(86.505.236)	92.440.488	(86.158.214)	6.282.274
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	27.300.364	15.507.799	42.808.163	(2.932.352)	(13.840.364)	(16.772.716)	5.766.991	(2.396.683)	3.370.308
Endesa Argentina S.A.	separado	8.556.453	35.511.890	44.068.343	(20.569)	-	(20.569)	-	300.814	300.814
Endesa Costanera S.A.	separado	44.588.402	151.307.218	195.895.620	(134.181.054)	(59.512.291)	(193.693.345)	306.593.655	(305.791.255)	802.400
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	24.297.911	160.505.288	184.803.199	(18.042.372)	(72.541.203)	(90.583.575)	34.689.562	(26.585.348)	8.104.214
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	282.292.123	1.395.710.457	1.678.002.580	(291.851.674)	(538.981.122)	(830.832.796)	365.771.454	(283.836.150)	81.935.304
Generandes Perú S.A.	separado	114.139	203.196.844	203.310.983	(11.095)	-	(11.095)	17.092.145	(132.293)	16.959.852
Edogel S.A.A.	separado	71.536.038	691.940.821	763.476.859	(49.280.237)	(277.010.776)	(326.291.013)	156.340.644	(101.691.087)	54.649.557
Chinango S.A.C.	separado	11.073.368	109.259.278	120.332.646	(23.152.928)	(53,047.393)	(76.200.321)	18.776.478	(13.325.574)	5.450.904
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	6.126.994	56.654.419	62.781.413	(3.082.695)	(450.625)	(3.533.320)	-	(2.170.036)	(2.170.036)
Endesa Brasil S.A.	separado	223.654.408	1.081.233.464	1.304.887.872	(75.813.726)	-	(75.813.726)	124.968.142	8.964.865	133.933.007
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	209.214.902	164.238.940	373.453.842	(163.331.383)	(41.781.429)	(205.112.812)	96.548.382	(64.129.469)	32.418.913
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	95.420.255	130.575.277	225.995.532	(18.968.017)	(5.431.577)	(24.399.594)	90.531.483	(28.174.629)	62.356.854
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	47.452.590	285.583.817	333.036.407	(138.164.224)	(42.479.699)	(180.643.923)	35.021.717	2.698.765	37.720.482
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	17.899.250	4.071.975	21.971.225	(313.125)	(18.980.128)	(19.293.253)	1.994.516	(2.094.092)	(99.576)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	157.964.331	787.795.584	945.759.915	(286.290.222)	(213.096.764)	(499.386.986)	597.241.544	(495.826.603)	101.414.941
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	3.082.316	120.352	3.202.668	(1.992.971)	(20.199)	(2.013.170)	4.273.650	(3.485.626)	788.024
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	236.960.526	1.089.668.806	1.326.629.332	(280.362.934)	(540.206.999)	(820.569.993)	734.722.405	(670.372.523)	64.349.882
Ampla Investimentos E Servicios S.A.	separado	15.956.959	139.835.573	155.792.532	(70.103.286)	-	(70.103.286)	-	12.579.926	12.579.926
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	184.122.517	969.642.497	1.153.765.014	(172.937.531)	(429.256.631)	(602.194.162)	550.549.920	(496.016.682)	54.533.238
Inversora Codensa S.A.	separado	1.103	77	1.180	(34)	-	(34)	-	-	-
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	separado	10.733.203	53.334.852	64.068.055	(11.208.166)	(17.349.286)	(28.557.452)	24.502.045	(22.758.428)	1.743.617
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	90.942.046	400.908.767	491.850.813	(285.644.276)	(51.698.314)	(337.342.590)	199.854.434	(216.924.572)	(17.070.138)

31-12-2010

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

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/09/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso Chileno	0,00%	78,88%	78,88%	0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Brasil	Compra Y Venta de Productos Relacionados con la Electricidad
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
Extranjero	Central Generadora 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
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso Argentino	0,00%	34,50%	34,50%	0,00%	0,00%	0,00%	Control Conjunto	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Argentina Ltda.	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Cont. De Redes Eléctricas, Postal, Calib. de Med.
96.543.670-1	Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Compra, Venta de Productos relacionados con la Electricidad
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Técnicos de Calibración Y Medición
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda.	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Compra, Venta y Distribución de Productos Relacionados con la Electricidad
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Peso Colombiano	12,47%	9,35%	21,82%	12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/09/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
77.625.850-4	Consortio Ara- Ingendesa Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Consultora de Ingeniería de Proyectos
76.738.990-6	Consortio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeniería Básica Línea Maipu
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	Distrielec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	30,15%	65,17%	35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de Servicios de Ingeniería
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	77,21%	93,23%	16,02%	77,21%	93,23%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
96.589.170-6	Empresa Eléctrica 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 30/09/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	EN-Brasil Comercio e Servicos S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Asociada	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Eólica Fanzenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Asociada	Brasil	Promoción y Desarrollo Proyectos de 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%	99,00%	1,00%	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 30/09/2011			% Participación a 31/12/2010			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
Extranjero	Investluz S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96905700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Distribución de Gas
99.584.600-4	Sistema Sec S.A.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Chile	Provisión de Sistemas de Señalización, Electrificación y Comunicación
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
79197570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de Servicios de Ingeniería
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	99,85%	99,85%	0,00%	99,85%	99,85%	Asociada	Colombia	Administración de Puertos
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Synapsis Argentina S.R.I.	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	5,00%	95,00%	100,00%	Filial	Argentina	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Colombia Ltda.	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,20%	99,80%	100,00%	Filial	Colombia	Servicios Informáticos
Extranjero	Synapsis Perú S.R.I.	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Perú	Servicios y Productos Informáticos y de Telecomunicación
96.529.420-1	Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Suministrar y Comercializar Servicios y Equipos Informáticos
Extranjero	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
Extranjero	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

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

Incorporación al perímetro de consolidación durante el periodo 2011 y ejercicio 2010

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 30 de septiembre de 2011				a 31 de diciembre de 2010			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
ICT Servicios informaticos Ltda.	-	-	-		99,00%	1,00%	100,00%	Consolidación
Central Vuelta Obligado S.A.	0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto				

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

Sociedad (*)	% Participación				% Participación			
	a 30 de septiembre de 2011				a 31 de diciembre de 2010			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	-	-	-	-	0,00%	99,99%	99,99%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Argentina Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Chile Ltda.	-	-	-	-	99,99%	0,00%	99,99%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios de Colombia Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Compañía Americana de Multiservicios Del Perú Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Sistema Sec S.A.	-	-	-	-	0,00%	49,00%	49,00%	Integración proporcional
Synapsis Argentina S.R.I.	-	-	-	-	5,00%	95,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Brasil Ltda.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Colombia Ltda.	-	-	-	-	0,20%	99,80%	100,00%	Consolidación
Synapsis Perú S.R.I.	-	-	-	-	0,00%	100,00%	100,00%	Consolidación
Synapsis Soluciones Y Servicios It Ltda.	-	-	-	-	99,99%	0,01%	100,00%	Consolidación

(*) ver nota 2.4.1 y nota 11

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/09/2011			% Participación a 31/12/2010			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	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 Regasificación 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%	0,00%	0,00%	0,00%	26,20%	26,20%	Chile	Servicios
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	09-2011							12-2010							
							Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				
							Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,22%	2,60%	51.853	171.904	223.757	4.013.349	-	-	4.013.349	25.172	83.723	108.895	2.658.128	-	-	2.658.128	
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,21%	2,63%	49.825	165.180	215.005	4.860.988	-	-	4.860.988	1.308.111	334.293	1.642.404	-	-	1.642.404		
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	2,64%	2,64%	-	-	-	-	-	-	-	134.344	-	134.344	3.591.829	-	-	3.591.829	
Extranjera	Edelnor	Perú	BBVA	Soles	4,41%	4,40%	83.550	7.734.016	7.817.566	-	-	-	74.135	246.580	320.715	6.836.881	-	-	6.836.881		
Extranjera	Edelnor	Perú	Interbank	Soles	6,82%	5,72%	32.280	107.017	139.297	1.231.792	395.786	1.031.926	2.659.504	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	20,00%	14,00%	2.808.224	-	2.808.224	-	-	-	271.817	3.031.502	3.303.319	2.534.402	-	-	2.534.402		
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	15,61%	14,85%	48.723	161.528	210.251	1.449.304	-	-	1.449.304	54.835	182.384	237.219	1.466.744	-	-	1.466.744	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	18,25%	17,61%	170.924	566.651	737.575	4.341.301	-	-	4.341.301	156.756	521.383	678.139	3.845.625	727.040	-	4.572.665	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	15,98%	15,98%	170.198	564.245	734.443	4.451.493	-	-	4.451.493	-	601.759	601.759	2.008.017	-	-	2.008.017	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	17,31%	15,17%	135.068	447.779	582.847	3.680.329	-	-	3.680.329	-	1.354.637	1.354.637	2.530.914	-	-	2.530.914	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	16,20%	16,20%	4.203.259	-	4.203.259	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de Galicia	\$ Arg	16,27%	16,27%	2.814.858	-	2.814.858	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	24,96%	24,96%	155.859	516.707	672.566	2.685.423	-	-	2.685.423	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Itaú	\$ Arg	19,91%	19,91%	155.348	515.012	670.360	3.716.011	-	-	3.716.011	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	17,02%	16,00%	1.605.394	-	1.605.394	10.153.741	-	-	10.153.741	39.530	131.479	171.009	957.228	-	-	957.228	
Extranjera	Emgesa	Colombia	DaviVienda	\$ Col	6,99%	6,99%	142.420	8.768.253	8.910.673	-	-	-	-	603.337	603.337	-	7.812.518	-	-	7.812.518	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	102.019	6.416.224	6.518.243	-	-	-	-	432.186	432.186	-	23.602.722	-	-	23.602.722	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	6,99%	6,99%	335.961	20.683.801	21.019.762	-	-	-	-	1.423.236	1.423.236	-	23.817.961	-	-	23.817.961	
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	6,99%	6,99%	372.640	22.930.947	23.303.407	-	-	-	-	328.989	1.251.871	1.580.860	-	20.431.485	-	20.431.485	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander Central Hispano	\$ Col	6,99%	6,99%	424.051	26.107.195	26.531.246	-	-	-	-	415.252	1.381.163	1.796.415	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	US\$	6,00%	6,00%	267.171	366.891	634.062	-	-	-	-	605.038	-	605.038	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	US\$	5,44%	5,44%	-	-	-	-	-	-	-	713.260	351.529	1.064.789	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	12,65%	12,26%	142.354	-	4.699.958	-	-	-	-	643.599	1.931.528	2.575.127	2.055.803	-	-	2.055.803	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,00%	5,00%	-	-	-	-	-	-	-	160.286	267.560	427.846	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	18,85%	15,82%	3.366.555	-	3.366.555	-	-	-	-	184.556	2.497.668	2.682.224	1.994.435	-	-	1.994.435	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Mediocredito Italiano	\$ Arg	1,75%	1,75%	-	-	-	-	-	-	-	-	963.655	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	15,00%	15,00%	2.010.930	-	2.010.930	-	-	-	-	881.772	-	881.772	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	18,12%	18,12%	3.107.407	-	3.107.407	-	-	-	-	1.853.593	890.721	2.744.314	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	13,00%	13,00%	2.034.747	3.211.517	5.246.264	-	-	-	-	-	3.954.652	3.954.652	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	15,00%	15,00%	2.354.009	1.880.228	4.234.237	-	-	-	-	1.808.418	-	1.808.418	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,32%	5,32%	-	-	-	-	-	-	-	6.489	426.386	432.875	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	13,97%	6,70%	134.893	925.333	1.060.226	-	-	-	-	35.128	1.011.545	1.046.673	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	14,75%	14,75%	376.061	-	376.061	-	-	-	-	357.550	-	357.550	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	15,40%	15,40%	1.312.430	1.343.029	2.655.459	-	-	-	-	-	-	1.159.080	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Superville	\$ Arg	13,00%	13,00%	2.547.340	-	2.547.340	-	-	-	-	-	-	1.788.875	-	-	-	-	
91.081.000-4	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,96%	482.500	1.018.444	1.500.944	1.559.919	1.280.455	-	2.840.374	60.946	944.030	1.004.976	1.823.007	1.648.517	-	3.471.524	
91.081.000-4	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	2,50%	2,50%	8.860	769.128	777.988	1.514.855	-	-	1.514.855	356.896	688.663	1.045.559	1.379.586	670.052	-	2.049.638	
91.081.000-4	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US\$	1,84%	1,65%	483.944	1.604.381	2.088.325	107.379.080	-	-	107.379.080	397.349	17.072.365	17.469.714	-	81.506.072	-	81.506.072	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	Deutsche Bank	US\$	9,84%	3,80%	258.371	3.181.178	3.439.549	9.030.871	-	-	9.030.871	1.479.285	7.585.610	9.064.895	979.026	-	-	979.026	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	Standard Bank	US\$	3,80%	3,80%	272.913	3.224.940	3.497.853	7.443.529	1.644.673	-	9.088.202	1.477.401	7.582.650	9.060.051	979.026	-	-	979.026	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	ITAU - Sindicado	\$ Arg	20,10%	18,67%	82.735	1.012.082	1.094.817	820.533	-	-	820.533	1.36.513	1.869.470	2.005.983	1.687.700	-	-	1.687.700	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	STANDARD - Sindicado	\$ Arg	20,73%	18,67%	64.700	790.858	855.558	641.063	-	-	641.063	106.749	1.460.783	1.567.532	1.318.645	-	-	1.318.645	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	SANTANDER - Sindicado	\$ Arg	20,10%	20,10%	1.094.835	-	1.094.835	820.535	-	-	820.535	415.988	1.589.995	2.005.983	1.687.700	-	-	1.687.700	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	HIPOTECAARIO - Sindicado	\$ Arg	20,21%	18,67%	52.994	660.730	713.724	538.036	-	-	538.036	88.490	1.223.925	1.312.415	1.106.099	-	-	1.106.099	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	GALICIA - Sindicado	\$ Arg	20,38%	18,67%	25.450	315.203	340.653	256.280	-	-	256.280	41.985	582.414	624.399	526.511	-	-	526.511	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	Citibank	\$ Arg	14,30%	14,30%	40.194	286.203	326.397	782.946	-	-	782.946	740.013	-	740.013	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	BBVA	\$ Arg	14,50%	14,50%	64.433	452.171	516.604	1.228.185	-	-	1.228.185	21.510	595.558	617.068	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	Macro	\$ Arg	17,75%	17,75%	51.547	361.737	413.284	982.548	-	-	982.548	-	2.704.496	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	Banco Santander Río - Sindicado	\$ Arg	17,44%	17,44%	103.093	723.474	826.567	1.965.096	-	-	1.965.096	1.533.640	2.013.163	3.546.803	8.328.139	1.696.967	-	10.025.106	
Extranjera	Hidroeléctrica El Ochoon	Argentina	Banco Industrial de Azul	\$ Arg	17,14%	17,14%	4.374.026	-	4.374.026	16.902.119	2.652.048	-	19.554.167	378.715	368.379	747.094	-	-	-	-	
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	PNC BANK	US\$	3,11%	3,09%	116.076	-	116.076	-	-	-	-	1.515	210.098	211.613	-	-	-	-	
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	SC GROUP	US\$	7,60%	7,50%	374.324	19.900.218	20.274.542	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Totales							127.502.420	301.574.364	429.076.784	422.949.732	93.328.065	79.200.761	595.478.558	59.990.367	273.216.141	333.206.508	339.973.705	235.669.899	41.409.395	617.052.999	

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	09-2011							12-2010						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-K	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	572.637	1.902.519	2.475.156	4.569.196	5.873.299	17.848.591	28.291.086	514.759	1.713.147	2.227.906	4.107.030	10.200.414	11.875.674	26.183.118
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	5,16%	2.308.488	6.440.883	8.749.371	13.032.385	17.115.371	11.659.507	41.807.263	2.204.779	6.628.821	8.833.600	14.084.254	30.098.142	-	44.182.396
96.830.980-K	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-K	Gasred S.A.	Chile	US\$	9,38%	-	72.713	72.713	-	-	-	-	65.489	195.946	261.435	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BMVA	Perú	Soles	6,40%	1.028.471	3.293.451	4.321.922	2.567.092	-	-	2.567.092	450.157	909.184	1.359.341	2.470.766	-	-	2.470.766
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	3,54%	183.326	475.980	659.306	794.035	-	-	794.035	174.909	581.159	756.068	917.985	225.762	-	1.143.747
Totales								4.165.635	12.112.833	16.278.468	20.962.708	22.988.670	29.508.098	73.459.476	3.410.093	10.028.257	13.438.350	21.580.035	40.524.318	11.875.674	73.980.027

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	09-2011							12-2010						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	1.183.564	1.207.920	2.391.484	162.414	1.257.301	-	1.419.715	9.372.718	10.439.827	19.812.545	28.222.904	26.997.497	-	55.220.401
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	9.219.328	16.069.196	25.288.524	33.351.753	16.354.679	12.193.317	61.899.749	56.194	1.181.656	1.237.850	1.164.650	1.117.531	-	2.282.181
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,17%	570.226	1.464.307	2.034.533	-	-	-	-	968.330	1.855.135	2.823.465	866.537	-	-	866.537
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%	-	-	-	12.372.420	-	-	12.372.420	-	-	-	12.395.250	-	-	12.395.250
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Brasil	Extranjera	IFC	Brasil	US\$	24,09%	-	-	-	-	-	-	-	51.831.581	-	51.831.581	-	-	-	-
Totales								10.973.118	18.741.423	29.714.541	45.886.587	17.611.980	12.193.317	75.691.884	62.228.823	13.476.618	75.705.441	42.649.341	28.115.028	-	70.764.369

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-09-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			68.653.530	66.329.098
	Dólares	Pesos chileno	50.549.194	46.804.371
	Dólares	Pesos Colombianos	59.019	6.004
	Dólares	Soles	1.970.066	1.234.825
	Dólares	Peso Argentino	16.075.251	18.283.898
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			19.627.945	17.592.080
	Dólares	Pesos chileno	19.627.945	17.592.080
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			800.531	563.614
	Dólares	Pesos chileno	800.531	563.614
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios			89.082.006	84.484.792
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			89.082.006	84.484.792
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			5.162	2.887.460
	Dólares	Pesos chileno	5.162	2.887.460
Plusvalía			479.033.354	488.403.515
	Reales	Soles	10.449.865	10.502.214
	Reales	Pesos chileno	306.279.717	327.477.479
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.761.889	7.348.467
	Soles	Pesos chileno	125.198.653	118.949.428
	Peso Argentino	Pesos chileno	25.343.229	24.125.927
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			479.038.516	491.290.975
TOTAL ACTIVOS			568.120.522	575.775.767

		30-09-2011							31-12-2010							
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				
	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total
			M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente
PASIVOS																
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		40.434.381	137.953.072	178.387.453	722.880.295	431.357.991	581.978.016	1.736.216.302	93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542
	Dólares	Pesos chileno	18.708.209	80.217.869	98.926.078	617.986.881	334.350.623	485.677.799	1.438.015.303	21.623.823	65.061.393	86.685.216	318.781.111	523.230.097	467.468.028	1.309.479.236
	Dólares	Reales	3.726.986	9.554.568	13.281.554	17.257.278	19.057.669	9.261.694	45.576.641	52.596.722	11.617.821	64.214.543	19.990.693	18.600.098	10.681.077	49.271.868
	Dólares	Soles	6.655.485	19.572.906	26.228.391	37.647.569	58.693.046	74.845.206	171.185.821	4.532.918	30.789.583	35.322.501	47.472.662	52.922.272	59.759.067	160.154.001
	Dólares	Peso Argentino	11.343.701	28.607.729	39.951.430	49.988.567	19.256.653	12.193.317	81.438.537	14.514.270	29.766.746	44.281.016	33.401.409	28.115.028	-	61.516.437
TOTAL PASIVOS			40.434.381	137.953.072	178.387.453	722.880.295	431.357.991	581.978.016	1.736.216.302	93.267.733	137.235.543	230.503.276	419.645.875	622.867.495	537.908.172	1.580.421.542