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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al periodo terminado
al 31 de marzo de 2012**

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 2 secciones:

- Estados Financieros Consolidados**
- Notas a los Estados Financieros Consolidados**

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

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

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.114.787.590	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	6	1.117.138	939.220
Otros activos no financieros corriente		73.858.547	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	944.318.611	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	30.474.788	35.282.592
Inventarios	9	83.231.097	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	10	157.055.435	141.827.684
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		2.404.843.206	2.525.965.008
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.404.843.206	2.525.965.008
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	59.845.767	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes		106.930.261	109.501.108
Derechos por cobrar no corrientes	7	412.947.666	443.328.450
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	10.701.048	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.420.218.553	1.467.398.214
Plusvalía	14	1.451.300.905	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	15	7.156.206.488	7.242.731.006
Propiedad de inversión	16	37.922.270	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	17	397.168.715	379.938.628
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.053.241.673	11.207.905.744
TOTAL DE ACTIVOS		13.458.084.879	13.733.870.752

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

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

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	714.105.512	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.217.355.910	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	179.045.756	157.177.638
Otras provisiones corrientes	22	92.498.710	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	10	215.380.411	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		61.572.403	60.653.304
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.479.958.702	2.460.533.635
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.479.958.702	2.460.533.635
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.055.778.820	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	14.653.208	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	206.857.867	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	17	490.400.536	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	270.945.890	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes		93.212.683	102.985.451
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.131.849.004	4.377.183.260
TOTAL PASIVOS		6.611.807.706	6.837.716.895
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.303.569.353	2.232.968.880
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.366.800.955)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.920.410.881	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	24.6	2.925.866.292	3.000.425.251
PATRIMONIO TOTAL		6.846.277.173	6.896.153.857
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.458.084.879	13.733.870.752

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)		Nota	enero - marzo	
			2012 M\$	2011 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	1.591.582.315	1.502.127.901	
Otros ingresos, por naturaleza	25	52.535.143	73.441.246	
Total de Ingresos		1.644.117.458	1.575.569.147	
Materias primas y consumibles utilizados	26	(925.421.438)	(873.045.585)	
Margen de Contribución		718.696.020	702.523.562	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		9.206.776	8.623.006	
Gastos por beneficios a los empleados	27	(102.670.612)	(90.758.537)	
Gasto por depreciación y amortización	28	(112.847.465)	(105.646.492)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(7.640.277)	22.000.757	
Otros gastos por naturaleza	29	(128.206.903)	(186.027.577)	
Resultado de Explotación		376.537.539	350.714.719	
Otras ganancias (pérdidas)	30	665.537	(8.925.006)	
Ingresos financieros	31	43.895.311	40.948.406	
Costos financieros	31	(117.765.835)	(108.202.834)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	2.728.214	2.379.091	
Diferencias de cambio	31	(3.610.232)	1.582.862	
Resultado por unidades de reajuste	31	(6.806.506)	(3.719.143)	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		295.644.028	274.778.095	
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(64.545.368)	(93.438.025)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		231.098.660	181.340.070	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)		231.098.660	181.340.070	
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		100.661.299	95.850.665	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		130.437.361	85.489.405	
GANANCIA (PÉRDIDA)		231.098.660	181.340.070	
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	3,08	2,94	
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	3,08	2,94	
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	3,08	2,94	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	3,08	2,94	

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - marzo	
		2012 M\$	2011 M\$
Ganancia (Pérdida)		231.098.660	181.340.070
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(123.596.539)	194.448.775
Total diferencias de cambio por conversión		(123.596.539)	194.448.775
Activos financieros disponibles para la venta			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		1.316	(649)
Total activos financieros disponibles para la venta		1.316	(649)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		45.541.601	(15.880.653)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		1.047.574	(4.240.958)
Total coberturas del flujo de efectivo		46.589.175	(20.121.611)
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		187.343	(146.411)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		(76.818.705)	174.180.104
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(224)	111
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(4.998.244)	3.473.096
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(28.176)	71.448
Total de impuestos a las ganancias		(5.026.644)	3.544.655
Total Otro Resultado Integral		(81.845.349)	177.724.759
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		149.253.311	359.064.829
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		54.880.665	174.061.067
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		94.372.646	185.003.762
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		149.253.311	359.064.829

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2012	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	3.000.425.251	6.896.153.857
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									100.661.299	100.661.299	130.437.361	231.098.660
Otro resultado integral			(72.116.411)	26.197.092	137.564	1.093	28	(45.780.634)		(45.780.634)	(36.064.715)	(81.845.349)
Resultado integral										54.880.665	94.372.646	149.253.311
Dividendos									(30.198.390)	(30.198.390)		(30.198.390)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			-		(137.564)				137.564	-	(168.931.605)	(168.931.605)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(72.116.411)	26.197.092	-	1.093	28	(45.918.198)	70.600.473	24.682.275	(74.558.959)	(49.876.684)
Saldo Final al 31/03/2012	2.824.882.835	158.759.648	104.506.257	25.886.827	-	14.929	(1.497.208.968)	(1.366.800.955)	2.303.569.353	3.920.410.881	2.925.866.292	6.846.277.173
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)									95.850.665	95.850.665	85.489.405	181.340.070
Otro resultado integral			85.612.856	(7.491.634)	89.504	(324)		78.210.402		78.210.402	99.514.357	177.724.759
Resultado integral										174.061.067	185.003.762	359.064.829
Dividendos									(28.755.200)	(28.755.200)		(28.755.200)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			3.236.883		(89.504)		17.404.711	20.552.090	(17.315.206)	3.236.884	(79.174.327)	(75.937.443)
Total de cambios en patrimonio	-	-	88.849.739	(7.491.634)	-	(324)	17.404.711	98.762.492	49.780.259	148.542.751	105.829.435	254.372.186
Saldo Final al 31/03/2011	2.824.882.835	158.759.648	202.128.629	33.291.829	-	41.501	(1.488.486.823)	(1.253.024.864)	2.153.469.768	3.884.087.387	2.884.312.755	6.768.400.142

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

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto	Nota	enero - marzo	
		2012 M\$	2011 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Ganancia (Pérdida)		231.098.660	181.340.070
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)			
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	32	64.545.368	93.438.025
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios		(9.242.408)	(2.011.154)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		(1.537.637)	45.576.357
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación (*)		(43.895.311)	(40.948.406)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		(145.920.495)	(129.621.470)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación (*)		124.572.341	111.921.977
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	28	112.847.465	105.646.492
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	7.640.277	(22.000.757)
Ajustes por provisiones		5.893.677	(5.766.583)
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	31	3.610.232	(1.582.862)
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas		(2.728.214)	(2.379.091)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo		22.887.498	(8.972.607)
Total de ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		138.672.793	143.299.921
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(106.285.292)	(54.551.713)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(588.961)	(149.372)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		262.897.200	269.938.906
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	-	15.366.686
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.568.116	494.083
Compras de propiedades, planta y equipo		(87.059.829)	(109.666.101)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		296.794	923.257
Compras de activos intangibles		(33.772.604)	(49.681.797)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		-	(1.246.404)
Intereses recibidos		3.620.425	1.640.061
Otras entradas (salidas) de efectivo		(10.104.375)	(1.776.486)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(125.451.473)	(143.946.701)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		417.080	284.354.408
Total importes procedentes de préstamos		417.080	284.354.408
Pagos de préstamos		(45.161.748)	(204.834.618)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(2.247.710)	(2.839.922)
Dividendos pagados		(85.215.643)	(173.251.858)
Intereses pagados		(86.190.726)	(61.478.916)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(26.580.092)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(244.978.839)	(158.050.906)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(107.533.112)	(32.058.701)
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		2.399.434	67.883.553
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(105.133.678)	35.824.852
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5	1.219.921.268	961.355.037
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	1.114.787.590	997.179.889

(*) Incluye intereses devengados

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	14
2.4	Entidades filiales y de control conjunto.....	15
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	15
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	15
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	15
2.5	Sociedades Asociadas.....	16
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	16
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	17
a)	Propiedades, plantas y equipos.....	17
b)	Propiedad de inversión.....	19
c)	Plusvalía.....	19
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	20
d.1)	Concesiones.....	20
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	21
d.3)	Otros activos intangibles.....	21
e)	Deterioro del valor de los activos.....	21
f)	Arrendamientos.....	22
g)	Instrumentos financieros.....	22
g.1)	Activos financieros no derivados.....	22
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	23
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	23
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.....	24
g.5)	Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.....	25
g.6)	Baja de activos financieros.....	25
h)	Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.....	25
i)	Inventarios.....	26
j)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	26
k)	Acciones propias en cartera.....	26
l)	Provisiones.....	26
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	26
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	27
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	27
o)	Impuesto a las ganancias.....	27
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	28
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	28
r)	Dividendos.....	29
s)	Sistemas de retribución basados en acciones.....	29
t)	Estado de flujos de efectivo.....	29
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	30
4.1	Generación.....	30
4.2	Distribución.....	32
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	34
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	35
7.	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	35

8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	37
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	37
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	37
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	37
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	38
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia	38
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	40
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	40
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	41
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	41
9.	INVENTARIOS.....	43
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	43
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	44
12.	INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES CON CONTROL CONJUNTO.....	45
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	45
12.2	Sociedades con control conjunto	46
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	47
14.	PLUSVALÍA.....	49
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	51
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	55
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	56
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	57
18.1	El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:.....	58
18.2	El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:	61
18.3	El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:	61
18.4	Deuda de cobertura.....	65
18.5	Otros aspectos.....	65
19.	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	66
19.1.	Riesgo de tasa de interés.....	66
19.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	67
19.3.	Riesgo de commodities.....	67
19.4.	Riesgo de liquidez.....	67
19.5.	Riesgo de crédito.....	68
19.6.	Medición del riesgo.....	68
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	69
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	69
20.2	Instrumentos derivados.....	70
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	72
21.	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	73
22.	PROVISIONES.....	74
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	75
23.1	Aspectos generales:	75
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	75
23.3	Otras revelaciones:	78
24.	PATRIMONIO.....	79
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	79

24.2 Reservas por Diferencias de conversión.	80
24.3 Gestión del capital.	80
24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.	80
24.5 Otras Reservas.	80
24.6 Participaciones no controladoras.	81
25. INGRESOS.	82
26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.	82
27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	83
28. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.	83
29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.	83
30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).	84
31. RESULTADO FINANCIERO.	84
32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.	86
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	87
33.1 Criterios de segmentación.	87
33.2 Generación ,distribución y otros.	88
33.3 Países.	91
33.4 Generación y distribución por países.	94
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	100
34.1 Garantías directas.	100
34.2 Garantías Indirectas.	100
34.3 Litigios y arbitrajes.	101
34.4 Restricciones financieras.	111
34.5 Otras informaciones.	115
35. DOTACIÓN.	116
36. SANCIONES.	116
37. HECHOS POSTERIORES.	119
38. MEDIO AMBIENTE.	122
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE NUESTRAS FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO.	123
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:	125
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:	129
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:	130
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:	131
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	136
ANEXO N°6 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012:	138
ANEXO N°6.1 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO N° 14886 DE FECHA 18 DE JUNIO DE 2012.	142

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2012. (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 10.983 trabajadores al 31 de marzo de 2012. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2012 fue de 10.941 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2011 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 31 de enero de 2012, y serán presentados el día 26 de abril de 2012 a consideración de la Junta General de Accionistas, órgano que debe aprobar 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 2.6 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 31 de marzo de 2012 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de abril de 2012. Los actuales estados financieros incluyen información adicional solicitada en el oficio N°14.886 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), siendo aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 25 de julio de 2012.

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

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 2012:

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

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

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

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

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Modifica el reconocimiento y revelación de los cambios en la obligación por beneficios de prestación definida y en los activos afectos del plan, eliminando el método del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación</p> <p><i>Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</p> <p><i>Corresponde a la primera etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e incluye el tratamiento y clasificación de los pasivos financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2015.</p>

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, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (ver Notas 3.i.1 y 23).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 20).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).

- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios. (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\$ 6.775.748 (US\$ 14,2 millones), en tanto que la venta de Synapsis se concretó el 1 de marzo de 2011 por un monto de M\$ 24.710.920 (US\$ 52 millones). Para mayor información ver Nota 11.

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

Durante el ejercicio 2012 no se produjeron variaciones 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 Sociedades Asociadas

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

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

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

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

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

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

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

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

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

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,89%. y un 15,5%.. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 7.126.592 y M\$ 3.396.981 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 7.075.968 y M\$ 4.332.030 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011, 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	11 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	75 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	75 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	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	8 años
Compañía de Interconexión Energética S.A (CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	10 años

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

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

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

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

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

b) Propiedad de inversión.

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

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

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

c) Plusvalía.

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

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

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

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

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

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

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

d.1) Concesiones.

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

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.1)

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 31 de marzo de 2012 y 2011 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2012 y 2011, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 2.130.808 y M\$ 4.290.976, respectivamente.

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	15 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	16 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	4 años

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

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

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

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos ascendió a M\$ 130.342 durante el primer trimestre de 2012. Durante el primer trimestre de 2011 no se registraron gastos por este concepto.

d.3) Otros activos intangibles.

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

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

e) Deterioro del valor de los activos.

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

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

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

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

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, comprendidas en un rango entre un 3,2% y 7,9%, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2011:

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

En el caso de que el monto recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado.

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

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

- En el caso de los que tienen origen comercial, tanto en nuestro segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas.
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Pasivos financieros excepto derivados.

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

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

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

referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.4) Derivados y operaciones de cobertura.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

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

El método de participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad (plusvalía). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados 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: "Ganancias (pérdida) acumuladas". Al 31 de marzo de 2012 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer trimestre de 2012 ni durante el ejercicio 2011 transacciones con acciones propias.

l) Provisiones.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

m) Conversión de saldos en moneda extranjera.

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

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

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

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

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

o) Impuesto a las ganancias.

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

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos.

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

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

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

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

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

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

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

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

q) Ganancia (pérdida) por acción.

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

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

r) Dividendos.

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

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

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

s) Sistemas de retribución basados en acciones.

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

t) Estado de flujos de efectivo.

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

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

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

4.1 Generación:

Chile

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

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

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

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

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

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

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

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

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

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

Resto de Latinoamérica.

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

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

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

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

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

Tanto en Colombia, Brasil, Perú y Argentina los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular

las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales.

En Argentina, inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidores se obtenía de un cálculo centralizado del precio spot promedio previsto para los próximos seis meses. Sin embargo, luego de la crisis del año 2002, la autoridad ha fijado de manera arbitraria ese precio, obligando la intervención del sistema marginalista y provocando un descalce entre los costos reales de generación y el pago que realiza de la demanda a través de las distribuidoras. Adicionalmente, la energía que pueden vender los generadores está limitada a la demanda que cada generador tenía vendida a través de contratos en el periodo 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 periodo 2009-2013.

En Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) (ii) Reajuste anual, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias.

La última revisión tarifaria periódica para Ampla abarca el período 2009-2014; y para Coelce abarca el período 2007–2011. A final de 2011 el regulador ANEEL emitió las modificaciones a las metodologías de cálculo tarifario para el tercer ciclo de revisiones periódicas, uno de cuyos principales cambios se refiere a la disminución del WACC. Por otra parte, los últimos reajustes anuales fueron realizados por ANEEL para Coelce en abril de 2010 y para Ampla en marzo de 2012. La revisión tarifaria periódica de Coelce para el período 2011-2015, con base en la nueva metodología tarifaria para el tercer ciclo, serán aplicados a partir del 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011. Igualmente en esa fecha se realizará el reajuste anual de tarifas de Coelce, cuya propuesta está en definición por la Aneel.

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG estableció en 2008 una nueva metodología para el cálculo de la tasa de retorno aplicable a la remuneración de la distribución y una nueva metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. En octubre de 2009 la CREG publicó los cargos de distribución de Codensa para el período 2009-2013. Durante 2011 la CREG realizó un estudio sobre el índice de productividad de la actividad de comercialización y emitió las resoluciones definitivas del Reglamento de Comercialización y de los planes de gestión de pérdidas. El proceso de revisión del cargo de comercialización se realizará durante 2012.

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

- Mercado de clientes no regulados

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

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

(*). En Perú en abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre.

- Límites a la integración y concentración.

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

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

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

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina y Chile no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Perú las integraciones están sujetas a autorización, de 5% en la vertical y 15% en la horizontal. En Colombia, para el sector de generación y comercialización, las empresas no pueden tener participaciones superiores al 25% del mercado. Finalmente en el caso de Brasil, desde 2007 no hay restricciones a la integración de la generación. En distribución existen límites de concentración, tanto a nivel nacional como por subsistema eléctrico. A nivel nacional se permite una concentración del 20% en ambos segmentos y a nivel de subsistema eléctrico, el límite es el 35% en los subsistemas Norte y Nordeste y 25% en los subsistemas Sur, Sudeste y Centro-Oeste.

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

- [Acceso a la Red.](#)

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

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

En Chile durante el año 2010 se desarrolló parte del proceso tarifario para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014. La CNE publicó el informe técnico definitivo el 13 de mayo de 2011. Chilectra ingresó al Panel de Expertos sus discrepancias el 3 de junio de 2011 y expuso sus fundamentos en una audiencia pública el 16 de junio. El Panel de Expertos emitió su dictamen el 8 de agosto. La CNE incorporó dicho dictamen y elaboró un nuevo informe técnico definitivo el 26 de octubre, en base al cual el Ministerio de Energía publicará el Decreto de tarifas de subtransmisión. Este Decreto no ha sido emitido aún y tendrá efecto retroactivo a enero de 2011.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Efectivo en caja	1.421.271	1.287.851
Saldos en bancos	214.633.038	269.065.858
Depósitos a corto plazo	430.824.633	398.152.529
Otros instrumentos de renta fija	467.908.648	551.415.030
Total	1.114.787.590	1.219.921.268

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

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

Moneda	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
\$ Chilenos	460.511.976	535.594.942
\$ Arg	23.246.343	27.058.157
\$ Col	251.028.779	268.199.899
Real	287.657.962	278.155.164
Soles	54.392.898	38.902.348
US\$	37.949.632	72.010.758
Total	1.114.787.590	1.219.921.268

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

Desapropiaciones de subsidiarias	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	-	31.486.668
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	(18.824.434)
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	(21.311.336)
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	-	(8.649.102)

(*) ver nota 2.4.1

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.422.288	2.805.803
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	32.327	86.852
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	29.441.376	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	54.393	748.078	25.797.030	12.178.355
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.058.183	47.504	-	-
Otros activos	4.562	143.638	2.152.746	1.490.091
Total	1.117.138	939.220	59.845.767	37.355.061

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-03-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.129.752.390	412.947.666	1.166.221.729	444.327.960
Deudores comerciales, bruto	1.000.234.191	171.965.969	1.064.989.760	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	129.518.199	240.981.697	101.231.969	261.940.267

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-03-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	944.318.611	412.947.666	977.602.388	443.328.450
Deudores comerciales, neto (1)	823.633.815	171.965.969	877.696.508	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	120.684.796	240.981.697	99.905.880	261.940.267

(1) Incluye M\$ 29.210.154 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC (Ver nota 22.2 N°15).

(2) Incluye principalmente cuentas por cobrar por aplicación de CINIIF 12 "Acuerdos sobre Concesión de Servicios" por un monto de M\$ 202.814.214 (M\$ 212.947.609 a diciembre de 2011); cuentas por cobrar al personal por M\$ 23.110.366 (M\$ 20.411.550 a diciembre de 2011); cuentas por cobrar por siniestro por terremoto por M\$ 23.359.319 (M\$ 24.261.059 a diciembre de 2011) y cuentas por cobrar a Atacama Finance por M\$ 10.107.113 (M\$ 10.859.686 a diciembre de 2011).

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.

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

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

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	31-03-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	140.463.070	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	39.564.956	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	31.532.318	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	116.284.495	114.487.265
Total	327.844.839	264.470.360

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2011	194.759.159
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	18.649.480
Montos castigados	(7.046.353)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(16.743.435)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	189.618.851
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	7.640.277
Montos castigados	(1.234.178)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(10.591.171)
Saldo al 31 de marzo de 2012	185.433.779

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

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 48 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.e y 19.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012, taxonomía XBRL : Ver anexo 6.
- Información adicional solicitada por la SVS según oficio N° 14886 de fecha 18 de junio de 2012: Ver anexo 6.1.

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

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

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2012	31-12-2011	31-03-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	15.804	208.118	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	31.518	30.857	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.165	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.230	4.230	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	174	107	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	185	7	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	23.890	311.013	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	578	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	716.521	630.091	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	23.739.008	23.839.664	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	-	16.724	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	791.390	8.926.072	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	630.561	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	555.356	591.541	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	364.366	379.862	-	-
96806130-5	Electrogas	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	3.575.620	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	317.563	-	-
Total							30.474.788	35.282.592	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2012	31-12-2011	31-03-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	995.885	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	120.572	130.841	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	58.534.632	69.240.261	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	71.816.886	27.306.717	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Mas de un año	1.136.504	1.207.252	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	173.191	182.599	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	98.422	60.659	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	95.581	152.402	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	225.109	538.373	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	14.315.658	19.615.744	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energía	Menos de 90 días	20.748.350	21.546.571	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.839	3.081	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	43.662	68.039	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	10.829.348	8.517.317	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	-	5.586.847	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	846	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	542.516	124.977	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	90.020	1.613.683	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	13.589	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	42.932	44.705	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7.066	4.782	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	222.468	222.468	-	-
Total							179.045.756	157.177.638	-	-

- (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	Pais de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-03-2012 Totales M\$	31-03-2011 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(462.754)	(3.206.512)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	21.960	45.190
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	15.484	2.930
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	10.116	10.910
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(9.943)	(27.931)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	97.023
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	23.890	104.640
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(39.036.617)	(32.771.470)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	2.355	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	97.259	181.301
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	179.597	-
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	(35.109)	(16.083)
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	(18.090)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(277.768)	(185.867)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(104.825)	(366.348)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	6.231	25.632
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(303.803)	(808.865)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	4.397	1.211
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	(91.876)	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(608.727)	(678.026)
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(9.411.311)	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Compras de Energía	(912.805)	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	915.281	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(36.459)	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	44.080
Total					(50.015.427)	(37.566.275)

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

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

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

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

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

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

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

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

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

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

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

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

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

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

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

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

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2012				
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$	Comité de Auditoría M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - marzo 2012	22.514	-	-	-
Extranjero	Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - marzo 2012	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	3.775	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	3.775	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	3.775	-
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	-	-
TOTAL				78.799	-	11.325	-

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2011				
			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 - marzo 2011	13.950	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - marzo 2011	6.200	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - marzo 2011	6.975	-	2.325	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - marzo 2011	6.975	-	2.325	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2011	6.975	-	2.325	-
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - marzo 2011	6.975	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - marzo 2011	-	-	-	-
TOTAL				48.050	-	6.975	-

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

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
22.298.662-1	Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General
23.535.550-7	Massimo Tambosco	Subgerente General
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	Alba Marina Urrea Gómez	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larraín Medina	Gerente de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero	Gerente de Recursos Humanos
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

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

	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
Remuneración	643.415	624.003
Beneficios a corto plazo para los empleados	553.889	328.371
Otros beneficios a largo plazo	15.833	70.618
Total	1.213.137	1.022.992

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

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

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

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

Plan de participaciones restringidas de 2008:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(*) El valor de ejercicio de las participaciones restringidas fue de € 13.683 (2011).

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

9. INVENTARIOS.

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

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Mercaderías	803.018	2.575.623
Suministros para la producción	37.894.495	35.893.349
Otros inventarios (*)	44.533.584	39.456.572
Total	83.231.097	77.925.544
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	44.533.584	39.456.572
Inventarios para proyectos y repuestos	29.858.788	26.562.119
Materiales eléctricos	14.674.796	12.894.453

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de marzo de 2012 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 166.325.527 (M\$ 152.939.037 al 31 de marzo de 2011). Ver nota 26.

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

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Pagos provisionales mensuales	81.387.029	84.429.230
IVA crédito fiscal	37.967.761	39.192.265
Crédito por utilidades absorbidas	8.760.834	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	7.040	7.040
Otros	28.932.771	10.131.741
Total	157.055.435	141.827.684

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuesto a la renta	92.467.817	104.420.761
IVA débito fiscal	45.588.865	45.054.989
Impuesto de timbres y estampillas	5	136
Provisión para impuestos	3.481.149	6.096.210
Otros	73.842.575	80.281.146
Total	215.380.411	235.853.242

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

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

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

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

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

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

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

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/03/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/03/2012
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	1.347.701	(3.587.249)	(607.794)	576.352	7.462.410	-	7.462.410
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	1.324.175	(632.612)	549.794	1.663.141	2.904.498	(2.904.498)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	114.345	-	(168)	(6.658)	107.519	-	107.519
Extranjera	Endesa Cemsá S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	(58.007)	-	(268.365)	-	3.102.108	-	3.102.108
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	-	-	(2.371)	-	29.011	-	29.011
TOTALES					13.193.262	2.728.214	(4.219.861)	(328.904)	2.232.835	13.605.546	(2.904.498)	10.701.048

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

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

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

c. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

- Inversiones con influencia significativa.

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

Inversiones con influencia significativa	31 de marzo de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	62.679.922	947.154	56.731.244	2.258	117.662	(246.566)	(128.904)
GNL Quintero S.A	20,00%	72.073.571	555.435.876	34.281.390	623.074.788	25.282.119	(18.661.243)	6.620.876
Electrogas S.A.	42,50%	6.151.965	41.265.087	15.585.901	14.272.539	4.877.406	(1.706.346)	3.171.060

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

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

12.2 Sociedades con control conjunto

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

	31 de marzo de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	9.720.944	118.388.893	5.549.467	1.035.256	-	(1.220.459)	(1.220.459)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.948.470	10.361.995	330.675	990.278	595.512	(338.490)	257.022
Gas Atacama S.A.	50,00%	85.746.531	291.308.868	63.650.566	40.579.650	25.722.241	(19.476.523)	6.245.718
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	23.642.174	114.410.104	24.944.923	35.605.595	19.640.802	(17.907.063)	1.733.739

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

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

Activos intangibles	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos Intangibles netos	1.420.218.553	1.467.398.214
Servidumbre y Derechos de Agua	26.658.821	26.462.064
Concesiones Neto (1) (*)	1.331.471.075	1.376.286.402
Costos de Desarrollo	10.565.395	10.282.488
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.097.185	2.363.933
Programas Informáticos	38.899.657	48.745.282
Otros Activos Intangibles Identificables	10.526.420	3.258.045

Activos intangibles	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos Intangibles bruto	2.312.371.561	2.361.625.560
Servidumbre y Derechos de Agua	33.417.868	33.067.875
Concesiones	2.100.805.722	2.152.351.766
Costos de Desarrollo	18.433.398	17.698.378
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	9.374.220	9.237.477
Programas Informáticos	130.461.029	139.315.361
Otros Activos Intangibles Identificables	19.879.324	9.954.703

Activos intangibles	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(892.153.008)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(6.759.047)	(6.605.811)
Concesiones	(769.334.647)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(7.868.003)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(7.277.035)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(91.561.372)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.352.904)	(6.696.658)

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	11.332.445	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	712.345.439	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	607.793.191	630.849.442
TOTAL				1.331.471.075	1.376.286.402

(*) Ver nota 3d.1)

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

Año 2012

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre y Derechos de agua, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2012	10.282.488	26.462.064	1.376.286.402	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	560.833	90.728	31.856.952	767	287.659	1.372.595	34.169.534
Retiros	(44.573)	-	(251.230)	-	(1.000)	-	(296.803)
Amortización (*)	(360.501)	(88.829)	(23.514.062)	(297.519)	(2.909.677)	(119.576)	(27.290.164)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	151.652	194.858	(54.056.051)	30.004	(991.332)	9.377	(54.661.492)
Otros incrementos (disminuciones)	(24.504)	-	1.149.064	-	(6.231.275)	6.005.979	899.264
Total movimientos en activos intangibles identificables	282.907	196.757	(44.815.327)	(266.748)	(9.845.625)	7.268.375	(47.179.661)
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/03/2012	10.565.395	26.658.821	1.331.471.075	2.097.185	38.899.657	10.526.420	1.420.218.553

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

Año 2011

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	10.262.982	24.444.264	1.352.756.775	2.023.121	58.255.724	4.843.539	1.452.586.405
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	2.897.310	500.709	173.836.828	718.039	13.095.987	22.860	191.071.733
Retiros	(813.771)	-	(8.618.410)	-	(182.691)	(20.853)	(9.635.725)
Amortización	(1.044.292)	(341.988)	(88.675.941)	(1.379.500)	(10.797.238)	(442.587)	(102.681.546)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	517.527	276.864	(17.416.448)	98.355	1.325.759	161.688	(15.036.255)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.537.268)	1.582.215	(35.596.402)	903.918	(12.952.259)	(1.306.602)	(48.906.398)
Total movimientos en activos intangibles identificables	19.506	2.017.800	23.529.627	340.812	(9.510.442)	(1.585.494)	14.811.809
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2011	10.282.488	26.462.064	1.376.286.402	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214

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

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

14. PLUSVALÍA.

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

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2011 M\$	Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de Resultados	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2011 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/03/2012 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	8.713.277	(8.931.451)	218.174	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	239.730.987	-	(3.207.683)	236.523.304	(9.379.939)	227.143.365
Investluz S.A.	121.789.611	-	(1.629.587)	120.160.024	(4.765.252)	115.394.772
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	10.536.443	-	1.053.186	11.589.629	179.032	11.768.661
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A. (**)	5.315.282	(5.448.372)	133.090	-	-	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	12.509.433	-	313.227	12.822.660	(1.006.383)	11.816.277
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768	-	1.516.768
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	7.348.467	-	734.527	8.082.994	124.863	8.207.857
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	38.505.616	-	6.005.693	44.511.309	(2.391.827)	42.119.482
Cachoeira Dourada S.A.	87.903.465	-	(1.176.179)	86.727.286	(3.439.392)	83.287.894
Edegel S.A.A	72.931.068	-	10.848.527	83.779.595	(4.501.919)	79.277.676
Emgesa S.A. E.S.P.	4.673.418	-	467.264	5.140.682	78.307	5.218.989
Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	731.782.459	-	-	731.782.459	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	11.453	-	1.786	13.239	(711)	12.528
Total	1.477.021.924	(14.379.823)	13.762.025	1.476.404.126	(25.103.221)	1.451.300.905

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

(*) Ver nota 15.d) viii

(**) Ver nota 34.5

El origen de de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis S.A y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa España y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla de Energía) de Río de Janeiro en Brasil. Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Compañía Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

Entre los años 1998 y 1999 Enersis S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa España, adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Chilectra S.A.

4.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis S.A. y Chilectra S.A. adquirieron en conjunto con Endesa España el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

5.- Empresa Eléctrica Pangué S.A.

Con fecha 12 de julio de 2002, Endesa Chile adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC)

6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

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

7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

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

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

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

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

10.- Cachoeira Dourada S.A.

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

11.- Edegel S.A.A.

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

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

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa España el 48,5% de la Empresa colombiana Generadora de Electricidad Emgesa de Santa Fé de Bogotá en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

13.- Chilectra S.A.

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

14.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.

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

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.156.206.488	7.242.731.006
Construcción en Curso	1.085.030.125	1.072.203.347
Terrenos	102.590.592	103.166.702
Edificios	101.383.453	103.542.090
Planta y Equipo	5.771.740.732	5.864.732.615
Instalaciones Fijas y Accesorios	69.107.300	71.886.276
Otras Propiedades, Planta y Equipo	26.354.286	27.199.976

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.522.231.987	12.611.068.947
Construcción en Curso	1.085.030.125	1.072.203.347
Terrenos	102.590.592	103.166.702
Edificios	179.062.399	181.206.892
Planta y Equipo	10.920.566.344	11.016.684.462
Instalaciones Fijas y Accesorios	201.807.507	203.946.217
Otras Propiedades, Planta y Equipo	33.175.020	33.861.327

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.366.025.499)	(5.368.337.941)
Edificios	(77.678.946)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.148.825.612)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(132.700.207)	(132.059.941)
Otros	(6.820.734)	(6.661.351)

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

Movimientos año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	1.072.203.347	103.166.702	103.542.090	5.864.732.615	71.886.276	27.199.976	7.242.731.006
Adiciones	80.103.596	1.978	-	6.755.803	298.237	-	87.159.614
Retiros	(305)	(78.972)	-	(698.849)	(2.214)	-	(780.340)
Gasto por depreciación (*)	(11.570)	-	(1.259.864)	(78.225.815)	(5.816.605)	(243.447)	(85.557.301)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(10.299.890)	(499.116)	(1.961.040)	(73.117.119)	(1.342.137)	(247.593)	(87.466.895)
Otros incrementos (decrementos)	(56.965.053)	-	1.062.267	52.294.097	4.083.743	(354.650)	120.404
Total movimientos	12.826.778	(576.110)	(2.158.637)	(92.991.883)	(2.778.976)	(845.690)	(86.524.518)
Saldo final al 31 de marzo de 2012	1.085.030.125	102.590.592	101.383.453	5.771.740.732	69.107.300	26.354.286	7.156.206.488

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

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

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

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

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

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 128.396.298 y M\$ 137.092.811, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-03-2012			31-12-2011		
	Bruto	M\$	Interés	M\$	Valor Presente	M\$
Menor a un año	14.253.943		1.930.692		12.323.251	
Entre un año y cinco años	45.647.016		5.033.848		40.613.168	
Más de cinco años	14.682.110		2.246.061		12.436.049	
Total	74.583.069		9.210.601		65.372.468	

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

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

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

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

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de marzo de 2012 y 2011 incluyen M\$ 5.997.927 y M\$ 5.285.585, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados ejercicios de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	31-03-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Menor a un año	9.194.971	7.690.811
Entre un año y cinco años	17.691.173	21.347.042
Más de cinco años	40.093.657	41.634.563
Total	66.979.801	70.672.416

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 110.368.732 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 319.252.728 y M\$ 328.844.715, respectivamente (ver Nota 34).

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

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

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

vi) Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Compañía sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos es menor, siendo las únicas que experimentaron algún daño en su infraestructura las Centrales Bocamina I y Bocamina II, esta última en etapa de construcción, más algunos activos específicos en el negocio de distribución. Producto de lo anterior, se efectuaron retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 9.733.426, fundamentalmente en la Central Bocamina I. Todos los desembolsos efectuados están cubiertos por seguros, en los que existe un deducible de MMUS\$ 2,5.

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

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

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

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

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

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis ha registrado una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. por M\$ 106.449.843, así como una pérdida adicional por M\$ 8.931.451 por el deterioro completo de la plusvalía en compra que tenía asignada a su filial argentina (ver Nota 14), a fin de cubrir la práctica totalidad del riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el grupo Enersis.

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

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

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	33.019.154
Adiciones	2.716.250
Desapropiaciones	(977.173)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	3.321.687
Saldo al 31 de diciembre de 2011	38.055.889
Adiciones	58.647
Desapropiaciones	(186.259)
Gasto por depreciación	(6.007)
Saldo final propiedades de inversión al 31 de marzo de 2012	37.922.270

(*) Ver nota 28.

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2011, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 36.492.692. Al 31 de marzo de 2012 el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el periodo 2012 y ejercicio 2011 son M\$ 778.810 y M\$ 5.102.508, respectivamente.

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

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

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-03-2012	31-12-2011	31-03-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	92.099.396	87.992.490	413.243.298	455.205.366
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	6.034.556	6.082.237
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	10.219.053	12.161.705	15.946.451	5.034.474
Impuestos diferidos relativos a provisiones	114.640.306	86.876.561	8.845.815	4.431.328
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	2.431.102	31.195.995	988.440	107.097
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	51.937.167	38.807.414	1.173.090	5.074.020
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	41.593.809	37.813.186	3.455.012	880.379
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	36.864.825	22.117.495	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	47.383.057	62.973.782	40.713.874	31.623.354
Total Impuestos Diferidos	397.168.715	379.938.628	490.400.536	508.438.255

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

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	452.634.364	555.923.578
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(48.785.847)	(26.492.538)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	14.647.632	3.942.971
Diferencia de conversión de moneda extranjera	8.826.145	33.797.031
Otros incrementos (decrementos)	(47.383.666)	(58.732.787)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	379.938.628	508.438.255
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	24.941.426	(1.205.520)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(285.566)	2.070.620
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.128.631)	(15.489.579)
Otros incrementos (decrementos)	(297.142)	(3.413.240)
Saldo al 31 de marzo de 2012	397.168.715	490.400.536

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo cubren lo necesario para recuperar estos activos.

- c. Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 33.632.164 y M\$ 39.313.993, respectivamente. Ver nota 3.o.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales, asociadas y entidades bajo control conjunto, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y entidades bajo control conjunto, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2012 asciende a M\$ 2.209.448.540 (M\$ 2.204.931.942 al 31 de diciembre de 2011).

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

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

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

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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de marzo de 2012			31 de marzo de 2011		
	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	1.316	(224)	1.092	(649)	111	(538)
Cobertura de Flujo de Caja	46.589.175	(4.998.244)	41.590.931	(20.121.611)	3.473.096	(16.648.515)
Ajustes por conversión	(123.596.539)	-	(123.596.539)	194.448.775	-	194.448.775
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	187.343	(28.176)	159.167	(146.411)	71.448	(74.963)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(76.818.705)	(5.026.644)	(81.845.349)	174.180.104	3.544.655	177.724.759

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

(*) ver nota 20.2.a

Otros pasivos financieros	31 de marzo de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	702.643.395	2.812.674.276	661.974.731	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	7.848.038	233.737.939	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	184.527	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.593.338	9.366.605	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	836.214	-	892.104	-
	714.105.512	3.055.778.820	672.082.338	3.271.355.293

(**) ver nota 20.2.b

- Préstamos que devengan intereses.

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

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 31 de marzo de 2012		Saldo al 31 de diciembre de 2011	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	275.258.757	279.944.242	278.455.859	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	303.527.945	2.259.786.479	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	10.132.142	9.117.364	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	12.323.251	53.049.217	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	101.401.300	210.776.974	116.264.387	225.106.811
Total	702.643.395	2.812.674.276	661.974.731	3.049.197.963

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

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2012	Vencimiento		Total No Corriente al 31/03/2012	
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	1,96%	Sin Garantía	922.843	704.431	1.627.274	99.706.371	797.487	-	100.503.858
Chile	CH\$	6,60%	Sin Garantía	306.778	-	306.778	-	-	-	-
Perú	US\$	3,80%	Sin Garantía	3.959.242	6.154.975	10.114.217	3.637.676	20.658.884	20.444.893	44.741.453
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	172.460	1.505.163	1.677.623	-	1.823.473	27.352.089	29.175.562
Argentina	US\$	8,85%	Sin Garantía	1.769.468	9.892.767	11.662.235	11.989.647	-	-	11.989.647
Argentina	\$ Arg	21,43%	Sin Garantía	38.649.358	14.907.136	53.556.494	36.983.245	-	-	36.983.245
Colombia	\$ Col	8,15%	Sin Garantía	78.085.958	6.250.127	84.336.085	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,30%	Sin Garantía	3.409.295	2.969.653	6.378.948	12.975.357	10.934.900	5.925.893	29.836.150
Brasil	Real	11,35%	Sin Garantía	42.260.465	63.338.638	105.599.103	26.714.327	-	-	26.714.327
Total				169.535.867	105.722.890	275.258.757	192.006.623	34.214.744	53.722.875	279.944.242

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

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2012 asciende a M\$ 665.110.816 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 582.919.972.

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor continuación

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	Tipo de Amortización	03-2012												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	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	15,50%	15,50%	Al vencimiento	1.751.389	-	1.751.389	-	-	-	-	1.898.686	-	1.898.686	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	16,90%	BAIBOR+5%	Al vencimiento	3.208.990	-	3.208.990	-	-	-	-	3.529.419	-	3.529.419	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	13,50%	13,50%	Al vencimiento	5.872.745	-	5.872.745	-	-	-	-	6.393.434	-	6.393.434	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	14,90%	16,00%	Al vencimiento	4.736.069	-	4.736.069	-	-	-	-	5.167.489	-	5.167.489	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	15,75%	16,00%	Al vencimiento	2.246.799	-	2.246.799	-	-	-	-	2.566.218	-	2.566.218	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	13,90%	16,00%	Al vencimiento	900.138	-	900.138	-	-	-	-	978.500	-	978.500	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Standard	Argentina	\$ Arg	15,75%	16,00%	Al vencimiento	2.319.102	-	2.319.102	-	-	-	-	2.509.954	-	2.509.954	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	14,00%	16,00%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	368.142	-	368.142	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	B.N.P. Panbas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	6,32%	Semestral	892.866	-	892.866	1.594.973	797.487	-	2.392.460	50.233	849.448	899.681	1.698.896	849.449	-	-	2.548.345	
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	-	704.431	704.431	1.046.830	-	-	1.046.830	-	758.262	758.262	-	-	-	-	1.486.682	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Bilbao Vizcaya Argentina S.A.	E.E.U.U.	US\$	1,93%	Libor+0,75	Al Vencimiento	29.977	-	29.977	28.634.056	-	-	28.634.056	34.267	-	34.267	-	-	-	-	30.494.018	
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	-	-	-	16.015.659	-	-	16.015.659	-	-	-	-	-	-	-	17.055.976	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.312.836	
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	-	-	-	16.015.629	-	-	16.015.629	-	-	-	-	-	-	-	17.055.976	
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	-	-	-	12.133.075	-	-	12.133.075	-	-	-	-	-	-	-	12.921.194	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Scotiabank & trust (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	US\$	1,81%	1,23%	Al Vencimiento	-	-	-	24.266.149	-	-	24.266.149	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Santander Chile (Linea Crédito)	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	328	-	328	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco BCI (Linea Crédito)	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	262	-	262	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	-	Lineas de Créditos	Chile	Ch\$	2,10%	2,10%	Al Vencimiento	55	-	55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Deutsche Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento	784.270	2.248.055	3.032.325	5.994.823	-	-	5.994.823	40.734	3.197.006	3.237.740	6.393.998	799.242	-	-	7.193.240	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	US\$	3,80%	Libor+3,5%	Al vencimiento	392.138	1.124.028	1.516.166	2.997.412	-	-	2.997.412	40.677	3.196.969	3.237.646	6.393.999	799.242	-	-	7.193.241	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	US\$	8,22%	Libor+3,5%	Semestral	392.138	1.124.028	1.516.166	2.997.412	-	-	2.997.412	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	729.978	-	729.978	711.876	-	-	1.441.854	-	25.858	1.545.012	1.570.870	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	570.291	-	570.291	556.153	-	-	1.126.444	-	20.196	1.207.041	1.227.237	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	729.978	-	729.978	711.876	-	-	1.441.854	-	25.859	1.545.012	1.570.871	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	479.046	-	479.046	467.169	-	-	946.215	-	16.968	1.013.914	1.030.882	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco de Galicia - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	228.115	-	228.115	222.461	-	-	450.576	-	8.077	482.816	490.893	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	301.976	-	301.976	229.344	-	-	531.320	701.912	-	701.912	82.953	497.792	580.745	761.701	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,36%	3PC + 5,75%	Semestral	483.368	-	483.368	367.105	-	-	850.473	1.123.565	-	1.123.565	132.688	796.817	929.505	1.219.258	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	68.707	-	68.707	556.153	-	-	624.860	2.224.613	-	2.224.613	100.996	-	100.996	2.414.203	603.521	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	68.707	-	68.707	556.153	-	-	624.860	3.769.329	-	3.769.329	283.419	1.095.492	1.378.911	4.090.481	603.521	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	733.258	-	733.258	1.060.862	-	-	1.794.120	2.224.612	-	2.224.612	100.996	-	100.996	2.414.203	603.521	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	241.578	-	241.578	183.472	-	-	425.050	561.535	-	561.535	66.315	398.233	464.548	609.361	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco de Galicia - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	310.285	-	310.285	739.625	-	-	1.049.910	2.786.148	-	2.786.148	167.311	398.233	565.544	3.023.612	603.521	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad - Nuevo Sindicado	Argentina	\$ Arg	19,12%	3PC + 5,25%	Semestral	193.515	-	193.515	146.972	-	-	340.487	449.823	-	449.823	53.063	318.657	371.720	487.596	-	
Totales										169.535.867	105.722.890	275.258.757	192.006.623	34.214.744	53.722.875	279.944.242	50.310.586	228.145.273	278.455.859	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001		

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 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/03/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	5.633.142	6.119.936	11.753.078	372.937.569	221.799.389	147.712.077	742.449.035
Chile	CH\$	5,21%	Sin Garantía	104.621.498	-	104.621.498	14.504.004	14.244.122	292.980.516	321.728.642
Perú	US\$	6,98%	Sin Garantía	163.082	287.203	450.285	7.817.584	9.726.404	18.560.897	36.104.885
Perú	Soles	6,91%	Sin Garantía	7.906.187	33.502.142	41.408.329	51.472.650	42.775.931	30.087.301	124.335.882
Argentina	\$ Arg	12,27%	Sin Garantía	3.677.729	-	3.677.729	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	9,33%	Sin Garantía	10.866.982	21.728.395	32.595.377	218.566.614	191.379.215	362.551.314	772.497.143
Brasil	Real	12,85%	Sin Garantía	13.315.722	95.705.927	109.021.649	58.923.091	116.484.867	87.262.934	262.670.892
Total				146.184.342	157.343.603	303.527.945	724.221.512	596.409.928	939.155.039	2.259.786.479

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

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

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/03/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	216.210	9.726.405	9.942.615	-	-	-	-
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	131.062	58.465	189.527	9.117.364	-	-	9.117.364
Total				347.272	9.784.870	10.132.142	9.117.364	-	-	9.117.364

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	135.886	60.596	196.482	9.635.108	-	-	9.635.108
Total				135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	9.635.108

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2011 asciende a M\$ 3.001.777.882 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 3.209.731.363.

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	03-2012							12-2011													
										Corriente M\$			No Corriente M\$				Corriente M\$			No Corriente M\$										
										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	Chinango	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,57%	6,57%	SI	-	58.465	-	4.558.682	-	-	-	4.558.682	-	60.596	-	-	-	-	-	-	-	4.817.554			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,15%	6,15%	SI	131.062	-	-	131.062	-	-	-	4.558.682	-	135.886	-	-	-	-	-	-	135.886	4.817.554			
Extranjera	Chinango	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,15%	6,15%	SI	216.210	9.726.405	9.942.615	-	-	-	-	-	-	-	10.463.994	-	-	-	-	-	-	-	-		
Totales Bonos Garantizados										347.272	9.784.870	10.132.142	9.117.364	-	-	-	9.117.364	135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	-	-	-	9.635.108			
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BONOS	Brasil	Real	12,01%	CDI+1,05%aa	No	2.847.162	82.856.679	-	-	31.255.763	-	-	-	-	31.255.763	4.711.895	83.544.437	88.256.332	-	-	17.199.885	34.700.328	-	51.900.213		
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BONOS	Brasil	Real	12,28%	CDI+1,30%aa	No	4.129.447	4.129.447	27.431.047	30.620.753	33.335.846	91.387.646	164.014	-	-	-	164.014	-	-	164.014	-	-	32.546.476	-	-	32.546.476	
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	BONOS	Brasil	Real	16,48%	CDI+5,61%aa	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	147.518	-	-	-	-	14.103.489	-	-	42.035.038		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	\$ Col	9,09%	8,80%	No	381.280	381.280	67.901.235	-	-	67.901.235	390.407	-	-	-	390.407	-	-	66.868.280	-	-	-	-	66.868.280		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	8,03%	7,80%	No	442.920	442.920	-	-	-	105.845.037	456.111	-	-	-	105.845.037	-	-	456.111	-	-	104.210.669	-	-	104.210.669	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B502	Colombia	\$ Col	5,97%	5,97%	No	-	-	-	-	-	-	30.623	9.019.194	9.049.817	-	-	-	9.049.817	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	6,06%	6,06%	No	100.653	100.653	23.222.222	-	-	23.222.222	115.603	-	-	-	115.603	-	-	22.868.952	-	-	-	-	22.868.952		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	8,74%	8,46%	No	111.140	111.140	20.506.173	-	-	20.506.173	91.853	-	-	-	91.853	-	-	20.194.220	-	-	-	-	20.194.220		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	8,28%	8,04%	No	112.388	112.388	-	-	-	21.728.395	181.497	-	-	-	181.497	-	-	-	-	-	21.397.849	-	-	21.397.849	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	5,65%	5,53%	No	165.879	21.728.395	21.894.274	-	-	-	114.096	-	-	-	114.096	-	-	21.397.849	-	-	-	-	21.397.849		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	6,61%	6,45%	No	343.334	343.334	-	-	-	39.382.716	372.955	-	-	-	372.955	-	-	372.955	-	-	38.783.602	-	-	38.783.602	
Extranjera	Compañía Energética	Brasil	Extranjera	Itaú	Brasil	Real	12,34%	12,11%	No	1.442.369	1.442.369	-	-	-	-	700.207	-	-	-	700.207	-	-	28.930.201	-	-	-	-	28.930.201		
Extranjera	Compañía Energética	Brasil	Extranjera	Santander	Brasil	Real	14,41%	14,11%	No	4.896.744	15.696.410	20.593.154	31.492.044	54.608.351	53.927.088	140.027.483	1.664.942	17.146.324	18.181.266	32.311.253	27.571.778	55.430.804	115.313.835	-	-	-	-	115.313.835		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	79.136	-	79.136	-	-	-	7.603	-	-	-	7.603	-	-	-	-	-	4.817.555	-	-	4.817.555	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	69.199	69.199	-	-	-	4.558.683	4.558.683	148.780	-	-	148.780	-	-	-	-	-	4.817.555	-	-	4.817.555
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No	105.158	-	105.158	4.558.683	-	-	4.558.683	86.706	-	-	86.706	-	-	3.854.084	-	-	-	-	3.854.084		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,54%	6,44%	No	-	20.514	20.514	3.646.946	-	-	3.646.946	-	33.597	33.597	-	-	4.817.555	-	-	-	-	4.817.555			
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,73%	6,63%	No	-	4.568.560	4.568.560	-	-	-	-	15.958	-	-	15.958	-	-	4.817.555	-	-	-	-	4.817.555		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,61%	6,50%	No	90.604	-	90.604	4.558.683	-	-	4.558.683	88.723	-	-	88.723	-	-	4.817.555	-	-	-	-	4.817.555		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No	-	21.739	21.739	5.160.429	-	-	5.160.429	112.871	-	-	112.871	-	-	5.453.472	-	-	-	-	5.453.472		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	-	60.086	60.086	-	-	-	3.971.291	3.971.291	141.895	-	-	141.895	-	-	-	-	5.195.251	-	-	5.195.251	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,06%	5,97%	No	-	42.817	42.817	3.090.551	-	-	3.090.551	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	-	67.122	67.122	-	4.863.202	-	4.863.202	141.900	-	-	141.900	-	-	-	-	-	-	5.195.251	-	-	5.195.251
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	-	54.179	54.179	-	-	-	4.863.202	4.863.202	-	60.597	60.597	5.049.784	-	-	-	-	-	-	-	5.049.784	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	7,13%	7,13%	No	-	7.296	7.296	-	4.863.202	-	4.863.202	104.550	-	-	104.550	-	-	3.301.582	-	-	-	-	3.301.582		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No	163.082	-	163.082	4.727.033	-	-	4.727.033	85.722	-	-	85.722	-	-	5.195.251	-	-	-	-	5.195.251		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	-	-	-	-	-	-	4.863.202	4.863.202	146.718	-	-	146.718	-	-	-	-	4.242.442	-	-	4.242.442	
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	-	-	-	-	-	-	-	157.752	-	-	157.752	-	-	5.195.251	-	-	-	-	5.195.251		
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	-	55.703	55.703	-	-	-	4.863.202	4.863.202	75.088	-	-	75.088	-	-	-	-	5.195.251	-	-	5.195.251	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No	107.942	-	107.942	4.523.095	-	-	4.523.095	4.840	-	-	4.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No	90.461	-	90.461	4.513.656	-	-	4.513.656	48.852	-	-	48.852	-	-	4.756.410	-	-	-	-	4.756.410		
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,94%	8,75%	No	156.202	-	156.202	9.011.640	-	-	9.011.640	17.997	-	-	17.997	-	-	4.746.484	-	-	-	-	4.746.484		
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especial	Perú	Soles	8,00%	7,84%	No	146.258	-	146.258	-	5.470.418	-	5.470.418	10.266	-	-	10.266	-	-	9.476.559	-	-	-	-	9.476.559		
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	7,71%	7,56%	No	73.547	-	73.547	2.735.209	-	-	2.735.209	28.102	-	-	28.102	-	-	5.781.065	-	-	-	-	5.781.065		

- 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	03-2012							12-2011						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	993.536	-	993.536	2.384.039	2.439.581	12.436.048	17.259.668	1.041.741	-	1.041.741	2.291.023	2.598.536	13.765.541	18.655.100
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	1.794.427	5.282.055	7.076.482	10.302.826	22.474.740	-	32.777.566	1.918.477	6.218.565	8.137.042	10.519.276	14.415.305	11.395.943	36.330.524
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,30%	670.070	3.116.019	3.786.089	2.478.929	-	-	2.478.929	579.527	3.648.359	4.227.886	2.859.893	-	-	2.859.893
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	21,19%	121.150	345.994	467.144	533.054	-	-	533.054	121.499	280.084	401.583	593.623	-	-	593.623
Totales Leasing								3.579.183	8.744.068	12.323.251	15.698.848	24.914.321	12.436.048	53.049.217	3.661.244	10.147.008	13.808.252	16.263.815	17.013.841	25.161.484	58.439.140

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

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	03-2012							12-2011						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	18.529.774	-	18.529.774	26.880.425	23.438.807	-	50.319.232	7.749.998	14.969.290	22.719.288	12.851.153	37.735.332	-	50.586.485
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	12.653.171	-	12.653.171	-	-	-	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	11,50%	878.425	-	878.425	3.353.605	-	-	3.353.605	679.866	1.133.110	1.812.976	-	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	4,74%	-	-	-	-	-	-	-	27	-	27	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	96.963.440	GC GROUP	Chile	US\$	7,50%	9.366.604	-	9.366.604	-	-	-	-	10.104.537	-	10.104.537	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	96.963.440	GC GROUP	Chile	US\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	1.092.804	-	1.092.804	-	-	-	-
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	-	-	-
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	N/A	-	3.929.271	3.929.271	-	-	-	-	3.929.271	-	3.929.271	-	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	3.958	-	3.958	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	1.235	-	1.235	-	-	-	-
Extranjera	Amplia Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	7,15%	197.657	589.093	786.750	2.031.933	2.116.520	2.466.537	6.614.990	205.853	613.419	819.272	2.035.832	2.239.892	2.816.907	7.092.631
Extranjera	Amplia Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,43%	4.782.886	8.433.706	13.216.592	22.253.590	21.306.721	18.853.788	62.414.099	4.941.520	10.526.077	15.467.597	23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,68%	974.258	2.963.939	3.938.197	5.972.457	5.337.987	10.001.953	21.312.397	1.289.715	3.067.631	4.357.346	6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,66%	105.267	33.832	139.099	101.497	-	1.351.511	1.453.008	16.411	113.158	129.569	108.803	-	1.448.799	1.557.602
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	5,39%	4.270.575	-	4.270.575	-	-	-	-	-	4.532.108	4.532.108	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,16%	1.021.594	3.019.237	4.040.831	4.155.739	-	-	4.155.739	1.049.301	3.073.192	4.122.493	5.366.340	-	-	5.366.340
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDDES	Brasil	Real	10,03%	5.324.068	14.191.768	19.515.836	22.956.975	-	-	22.956.975	5.567.428	16.072.830	21.640.258	27.967.533	-	-	27.967.533
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,75%	1.895.363	5.147.273	7.042.636	22.203.082	5.676.769	5.676.769	33.556.620	1.975.303	6.454.541	8.429.844	24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,87%	1.546.770	1.546.769	3.093.539	4.640.309	-	-	4.640.309	-	3.176.291	3.176.291	4.764.438	-	-	4.764.438
Totales Otros								61.546.412	39.854.888	101.401.300	114.549.612	57.876.804	38.350.558	210.776.974	38.602.036	77.662.351	116.264.387	107.046.547	73.724.319	44.335.945	225.106.811

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

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de marzo de 2012, M\$ 694.471.398 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.m). Al 31 de diciembre de 2011 dicho monto ascendía a M\$ 739.686.386.

El movimiento durante los períodos 2012 y 2011 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-03-2012	31-12-2011
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	30.554.503	67.748.527
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	18.231.114	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(2.111.969)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(275.070)	633.136
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	46.398.578	30.554.503

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 248.910.000 y M\$ 238.832.000, respectivamente.

19. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

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

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

19.1. Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 60% al 31 de marzo de 2012.

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

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

Posición neta:

	31-03-2012 %	31-12-2011 %
Tasa de interés fijo	60%	62%
Tasa de interés variable	40%	38%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

19.3. Riesgo de commodities.

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y alta volatilidad del precio del petróleo, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas al precio del Brent. Al 31 de marzo de 2012 no existen instrumentos de cobertura vigentes y las coberturas contratadas en el pasado han sido puntuales y por montos poco significativos. No se descarta que en el futuro se haga uso de este tipo de herramientas.

19.4. Riesgo de liquidez.

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

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

Al 31 de marzo de 2012, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.114.787.590 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$248.910.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo tenía una liquidez de M\$ 1.219.921.268 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 238.832.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5. Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que 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 del precio.

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

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

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

Posiciones financieras	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Tipo de interés	19.708.101	41.560.004
Tipo de cambio	2.633.383	3.602.591
Correlación	(1.042.697)	(310.050)
Total	21.298.787	44.852.545

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

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

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

	31 de marzo de 2012					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos derivados	1.058.183	-	-	-	-	54.393
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	974.797.961	-	-
Total Corriente	1.058.183	-	-	974.797.961	-	54.393
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.454.615	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	25.797.030
Otros activos de carácter financiero	-	-	29.441.376	415.100.412	-	-
Total No Corriente	-	-	29.441.376	415.100.412	2.454.615	25.797.030
Total	1.058.183	-	29.441.376	1.389.898.373	2.454.615	25.851.423

	31 de diciembre de 2011					
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados de cobertura M\$
Instrumentos derivados	47.504	-	-	-	-	748.078
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.013.028.618	-	-
Total Corriente	47.504	-	-	1.013.028.618	-	748.078
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.892.655	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.793.960	444.818.541	-	-
Total No Corriente	-	-	20.793.960	444.818.541	2.892.655	12.178.355
Total	47.504	-	20.793.960	1.457.847.159	2.892.655	12.926.433

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

31 de marzo de 2012				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	7.716.802	3.929.271	694.426.874	-
Instrumentos derivados	184.527	-	-	7.848.038
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.396.401.666	-
Total Corriente	7.901.329	3.929.271	2.090.828.540	7.848.038
Préstamos que devengan interés	12.328.050	-	2.809.712.831	-
Instrumentos derivados	-	-	-	233.737.939
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	14.653.208	-
Total No Corriente	12.328.050	-	2.824.366.039	233.737.939
Total	20.229.379	3.929.271	4.915.194.579	241.585.977

31 de diciembre de 2011				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	11.601.335	3.929.271	646.444.125	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	6.200.643
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.395.341.923	-
Total Corriente	12.408.440	3.929.271	2.041.786.048	6.200.643
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.035.982.494	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.548.235	-
Total No Corriente	13.215.469	-	3.059.530.729	212.913.735
Total	25.623.909	3.929.271	5.101.316.777	219.114.378

20.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

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

	31 de marzo de 2012				31 de diciembre de 2011			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	2.608.516	267.553	6.323.880	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	-	2.608.516	267.553	6.323.880	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	54.393	23.188.514	7.580.485	227.414.059	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	54.393	23.188.514	4.218.424	223.107.028	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	3.362.061	4.307.031	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	54.393	25.797.030	7.848.038	233.737.939	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-03-2012	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2011	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(3.982.917)	(4.376.384)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(7.669.092)	(7.157.165)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(204.082.545)	(194.654.396)	Flujo de caja

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

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

	31 de marzo de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	788.460	4.034.969	-
Partida subyacente	666.838	-	-	4.763.189
TOTAL	666.838	788.460	4.034.969	4.763.189

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

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

	31 de marzo de 2012				31 de diciembre de 2011			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
	Instrumentos derivados de no cobertura	1.058.183	184.527	-	-	47.504	807.105	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

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

Derivados financieros	31 de marzo de 2012							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						
		Antes de 1 Año M\$	1-2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de interés:	(3.982.917)	7.896.247	6.689.925	117.750.196	6.472.003	4.968.962	7.856.332	151.633.665
Cobertura de flujos de caja	(3.982.917)	7.896.247	6.689.925	117.750.196	6.472.003	4.968.962	7.856.332	151.633.665
Cobertura de tipo de cambio:	(211.751.637)	25.158.597	299.529.077	198.104.156	1.959.119	213.432.232	-	738.183.181
Cobertura de flujos de caja	(204.082.545)	19.539.160	297.822.694	196.275.766	-	213.432.232	-	727.069.852
Cobertura de valor razonable	(7.669.092)	5.619.437	1.706.383	1.828.390	1.959.119	-	-	11.113.329
Derivados no designados contablemente de cobertura	873.656	87.381.698	-	-	-	-	-	87.381.698
TOTAL	(214.860.898)	120.436.542	306.219.002	315.854.352	8.431.122	218.401.194	7.856.332	977.198.544

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

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

20.3 Jerarquías del valor razonable.

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-03-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	25.851.423	-	25.851.423	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.058.183	-	1.058.183	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	32.327	32.327	-	-
Total	26.941.933	32.327	26.909.606	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	233.916.885	-	233.916.885	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	7.669.092	-	7.669.092	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	184.527	-	184.527	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	7.716.802	-	7.716.802	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	12.328.050	-	12.328.050	-
Otros pasivos financieros largo plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	265.744.627	-	261.815.356	3.929.271

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

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

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

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

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

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acreedores comerciales	253.253.834	393.066.581	-	-
Otras cuentas por pagar	964.102.076	841.997.878	14.653.208	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.217.355.910	1.235.064.459	14.653.208	14.304.607

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	Uno a cinco años	
			31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Proveedores por compra de energía	325.642.620	354.964.500	2.294.365	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	59.984.507	38.102.081	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	401.897.691	529.596.153	6.574	243.790
Dividendos por pagar a terceros	248.896.620	161.073.860	-	-
Multas y reclamaciones (*)	70.106.195	74.994.982	-	-
Pesquisas y desarrollo	22.316.422	17.971.576	4.124.932	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	13.258.332	17.684.946	5.416.384	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	15.265.617	11.514.861	-	-
Obligaciones programas sociales	22.049.099	14.987.123	-	1.327.278
Otras cuentas por pagar	37.938.807	14.174.377	2.810.953	1.257.897
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.217.355.910	1.235.064.459	14.653.208	14.304.607

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

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

22. PROVISIONES.

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

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Provisión de reclamaciones legales	48.321.651	49.741.677	189.920.087	186.849.932
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	14.309.137	13.806.632
Provisión proveedores y servicios	13.733.763	9.689.600	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	18.907.034	31.162.406	216.845	65.221
Provisiones de riesgos	-	-	-	38.388
Otras provisiones	11.536.262	9.108.971	2.411.798	1.813.468
Total	92.498.710	99.702.654	206.857.867	202.573.641

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

	por Garantía M\$	por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	-	236.591.609	13.806.632	51.878.054	302.276.295
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	-	352.969	-	352.969
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	7.321.839	14.266	3.747.818	11.083.923
Provisión Utilizada	-	(9.044.234)	-	(17.393.399)	(26.437.633)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	13.184.778	59.702	2.456.825	15.701.305
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	-	(7.936.004)	75.568	(2.375.027)	(10.235.463)
Otro Incremento (Decremento)	-	(1.876.250)	-	8.491.431	6.615.181
Total Movimientos en Provisiones	-	1.650.129	502.505	(5.072.352)	(2.919.718)
Saldo Final al 31 de marzo de 2012	-	238.241.738	14.309.137	46.805.702	299.356.577

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

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales:

Enersis y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia 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) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

c) Beneficios de aportación definida:

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

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	270.945.890	277.526.013
Total Pasivo	270.945.890	277.526.013
Total Obligaciones Post Empleo, neto	270.945.890	277.526.013

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	592.254.906	600.384.950
(-) Plan de activos (*)	(362.872.016)	(366.137.888)
Total	229.382.890	234.247.062
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	30.643.252	31.908.269
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	10.919.748	11.370.682
Total Obligaciones Post Empleo, neto	270.945.890	277.526.013

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

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

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

	31-03-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	592.254.906	600.384.950	554.990.745	510.334.175	443.320.261
Activos Afectos	(362.872.016)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)	(264.762.082)
Diferencia	229.382.890	234.247.062	177.750.886	147.643.838	178.558.179
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y Párrafo 58 (b) de la NIC 19.	41.563.000	43.278.951	40.165.773	39.960.319	2.126.401
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	270.945.890	277.526.013	217.916.659	187.604.157	180.684.580

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

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	554.990.745
Costo del servicio corriente	4.355.454
Costo por intereses	57.048.714
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.252.638
(Ganancias) pérdidas actuariales	31.390.546
Diferencia de conversión de moneda extranjera	890.940
Contribuciones pagadas	(52.715.892)
Costo de servicio pasado	4.385.031
Reducción de la obligación por venta de Cam y Synapsis	(2.885.053)
Otros	1.671.827
Saldo al 31 de diciembre de 2011	600.384.950
Costo del servicio corriente	387.981
Costo por intereses	14.684.952
(Ganancias) pérdidas actuariales	(187.343)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(18.191.245)
Contribuciones pagadas	(4.824.389)
Saldo final al 31 de marzo de 2012	592.254.906

Al 31 de marzo de 2012, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,05% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (5,99% a 31 de diciembre de 2011), en un 78,45% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (78,56% a 31 de diciembre de 2011), en un 14,31% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,17% a 31 de diciembre 2011) y el 1,20% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,28% a 31 de diciembre de 2011).

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	(377.239.859)
Rendimiento esperado	(44.345.866)
(Ganancia) pérdida actuarial	29.912.014
Diferencia de conversión de moneda extranjera	5.214.769
Aportaciones del empleador	(13.605.383)
Aportaciones	(1.252.638)
Contribuciones pagadas	35.179.075
Saldo al 31 de diciembre de 2011	(366.137.888)
Rendimiento esperado	(9.549.933)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	15.055.124
Aportaciones	(3.141.321)
Contribuciones pagadas	902.002
Saldo final al 31 de marzo de 2012	(362.872.016)

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

	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acciones	5	5
Inmuebles	9.668.024	10.152.936
Total	9.668.029	10.152.941

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

Categoría de los Activos del Plan	31-03-2012		31-12-2011	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	54.849.699	16%	55.291.894	16%
Activos de renta fija	273.173.073	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	20.473.305	6%	20.653.101	6%
Otros	14.375.939	3%	14.549.487	3%
Total	362.872.016	100%	366.137.888	100%

La rentabilidad esperada de los activos afectos se ha estimado teniendo en cuenta las proyecciones de los principales mercados financieros de renta fija y variable, y asumiendo que las categorías de activos tendrán una ponderación similar a la del ejercicio anterior. La rentabilidad real promedio al 31 de diciembre del 2011 fue del 12,09%.

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

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	387.981	1.011.053
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	14.684.952	14.219.510
Rendimiento esperado de activos del plan	(9.549.933)	(11.267.247)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	5.523.000	3.963.316
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(187.343)	146.411
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	5.335.657	4.109.727

23.3 Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

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

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	31-03-2012	31-12-2011	31-03-2012	31-12-2011	31-03-2012	31-12-2011	31-03-2012	31-12-2011
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,50%	10,50%	8,50%	8,50%	5,50%	5,50%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	11,10%	11,10%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	6,59%	6,59%	3,5% - 4,0% - 4,5%	3,5% - 4,0% - 4,5%	0,00%	0,00%
Tablas de mortalidad	RV -2004	RV-2004	AT 2000	AT 2000	RV 08	RV 08	RV 2004	RV 2004

- **Sensibilización:**

Al 31 de marzo de 2012, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$48.631.532 (M\$54.571.512 al 31 de diciembre de 2011) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$70.989.733 (M\$65.049.753 al 31 de diciembre de 2011) en caso de una baja de la tasa.

- **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de marzo de 2012 han ascendido a M\$509.574 (M\$497.822 a marzo de 2011).

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011 el capital social de Enersis S.A. asciende a M\$ 2.824.882.835 y está representado por 32.651.166.465 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2011.

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

24.1.2 Dividendos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

24.2 Reservas por Diferencias de conversión.

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

Diferencias de conversión acumuladas	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(72.342.518)	(70.412.370)
Ampla Energía E Serviços S.A.	116.646.480	154.627.369
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	1.965.065	4.319.365
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	22.280.583	14.529.508
Edelnor	1.815.320	(6.431.220)
Investluz S.A.	1.067.301	3.674.027
Endesa Brasil S.A.	(18.583.791)	69.212.599
Central Costanera S.A.	(5.486.544)	(6.768.579)
Gas Atacama S.A.	382.753	(968.517)
Emgesa S.A. E.S.P.	53.837.306	44.406.261
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(13.572.153)	(10.062.202)
Generandes Perú S.A.	17.730.258	6.636.630
Otros	(1.233.803)	(920.722)
TOTAL	104.506.257	202.128.629

24.3 Gestión del capital.

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

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de marzo de 2012 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$ 982.912.701, M\$ 129.140.920, M\$ 422.613.975, M\$ 44.808.365 y M\$ 88.248.528, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

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

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(72.116.411)	104.506.257
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	26.197.092	25.886.827
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	1.093	14.929
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	28	(1.497.208.968)
TOTAL	(1.320.882.757)	(45.918.198)	(1.366.800.955)

	Saldo al 1 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	113.278.890	88.849.739	202.128.629
Coberturas de flujo de caja	(174.008.173)	(7.491.634)	(181.499.807)
Activos financieros disponibles para la venta	41.825	(324)	41.501
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	17.404.711	(1.273.695.187)
TOTAL	(1.351.787.356)	98.762.492	(1.253.024.864)

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

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

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

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

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

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

24.6 Participaciones no controladoras.

Respecto a la variación negativa que se refleja en la línea "Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios" del estado de cambios en el patrimonio, ésta se explica fundamentalmente en los dos periodos 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 31 de marzo de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Ventas de energía (1)	1.471.589.889	1.385.458.127
Otras ventas	5.492.622	11.457.114
Ventas equipos de medida	622.695	567.786
Ventas de materiales electrónicos	3.616.277	3.453.375
Ventas de productos y servicios	1.253.650	7.435.953
Otras prestaciones de servicios	114.499.804	105.212.660
Peajes y transmisión	83.040.953	61.243.601
Arriendo equipos de medida	1.677.438	2.414.226
Alumbrado público	8.366.852	7.154.122
Verificaciones y enganches	4.793.939	4.243.011
Servicios de ingeniería y consultoría	1.749.464	3.247.913
Otras prestaciones	14.871.158	26.909.787
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.591.582.315	1.502.127.901

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	31.831.255	46.042.485
Apoyos mutuos	7.207.725	5.710.332
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	1.599.496	2.592.790
Ventas de nuevos negocios	1.378.180	2.490.383
Otros Ingresos (2)	10.518.487	16.605.256
Total Otros ingresos por naturaleza	52.535.143	73.441.246

(1) Incluye M\$ 29.210.154 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC (Ver nota 22.2 N°15).

(2) Durante el periodo 2011 se ha reconocido un monto de M\$ 7.180.319 (M\$0 en 2012) que corresponden a la activación de pólizas de seguros que cubre la interrupción del negocio en la Central Bocamina I que, como consecuencia del terremoto que ocurrió en Chile el 27 de febrero de 2010, afectó a dicha Central. Ver Nota N°15 d) vi).

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

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

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Compras de energía	(484.077.977)	(445.138.130)
Consumo de combustible	(166.325.527)	(152.939.037)
Gastos de transporte	(118.887.642)	(90.199.468)
Costos por contratos de construcción	(31.831.255)	(46.042.485)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(124.299.037)	(138.726.465)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(925.421.438)	(873.045.585)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(73.820.629)	(67.402.178)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(897.555)	(1.508.875)
Seguridad social y otras cargas sociales	(27.039.491)	(20.429.953)
Otros gastos de personal	(912.937)	(1.417.531)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(102.670.612)	(90.758.537)

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

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

	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Depreciaciones	(85.557.301)	(79.903.453)
Amortizaciones	(27.290.164)	(25.743.039)
Subtotal	(112.847.465)	(105.646.492)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(7.640.277)	22.000.757
Total	(120.487.742)	(83.645.735)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(7.640.277)	22.000.757
Total	(7.640.277)	22.000.757

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(14.166.192)	(14.147.346)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(51.700.873)	(52.504.658)
Reparaciones y conservación	(23.632.035)	(19.289.942)
Indemnizaciones y multas	(5.290.293)	(4.164.582)
Tributos y tasas	(11.166.582)	(79.390.610)
Primas de seguros	(6.103.775)	(4.772.503)
Arrendamientos y cánones	(5.997.927)	(5.285.585)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.388.503)	(1.419.040)
Otros aprovisionamientos	(6.861.456)	(3.914.230)
Gastos de viajes	(1.451.821)	(962.824)
Gastos de medioambiente	(447.446)	(176.257)
Total Otros gastos por naturaleza	(128.206.903)	(186.027.577)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

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

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	-	(9.181.533)
Venta de cartera Codensa Hogar	-	19.445
Ventas de terrenos	160.870	-
Otros	504.667	237.082
Total Otras ganancias (pérdidas)	665.537	(8.925.006)

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

31. RESULTADO FINANCIERO.

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

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	18.194.160	14.239.164
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	9.549.933	11.267.247
Otros ingresos financieros	16.151.218	15.441.995
Total Ingresos Financieros	43.895.311	40.948.406

Costos financieros	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Costos Financieros	(117.765.835)	(108.202.834)
Préstamos bancarios	(12.929.394)	(11.968.554)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(53.012.989)	(48.748.339)
Valoración derivados financieros	(3.755.329)	(3.104.795)
Provisiones financieras	(15.701.303)	(15.536.944)
Obligación por beneficios post empleo	(14.684.952)	(14.219.510)
Gastos financieros activados	7.126.592	3.396.981
Otros costos financieros	(24.808.460)	(18.021.673)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(6.806.506)	(3.719.143)
Diferencias de cambio (**)	(3.610.232)	1.582.862
Total Costos Financieros	(128.182.573)	(110.339.115)
Total Resultado Financiero	(84.287.262)	(69.390.709)

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	2.434.023	1.243.061
Otros activos no financieros	71.993	21.559
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	43.457	3.810
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	159.859	50.868
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(10.162.539)	(5.343.889)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	223.505	98.637
Otras provisiones	(154.956)	7.995
Otros pasivos no financieros	578.152	198.816
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(6.806.506)	(3.719.143)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(810.236)	3.008.153
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	2.223.452	1.013.305
Otros activos no financieros	(279.886)	860.750
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(442.539)	(348.941)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(45.844)	(337.435)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(5.255.409)	(3.896.633)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(1.001.021)	1.068.426
Otros pasivos no financieros	2.001.251	215.237
Total Diferencias de Cambio	(3.610.232)	1.582.862

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 primer trimestre de 2012 y 2011:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(97.537.720)	(89.556.341)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente.)	4.462.708	6.252.684
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	-	(69.537)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(2.336.462)	(285.310)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(95.411.474)	(83.658.504)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	30.897.589	(9.792.287)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas	(30.256)	58.075
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(1.227)	(45.309)
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	30.866.106	(9.779.521)
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(64.545.368)	(93.438.025)

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

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(54.694.144)	(54.955.618)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(36.724.792)	(25.276.750)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	20.614.321	7.780.588
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(18.719.877)	(15.164.819)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	(30.256)	58.075
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	-	(69.537)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	25.009.380	(5.809.964)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(9.851.224)	(38.482.407)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(64.545.368)	(93.438.025)

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 2010.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.136.619.260	1.212.585.323	1.005.127.567	1.007.409.597	263.096.379	305.970.088	2.404.843.206	2.525.965.008
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	501.902.614	552.738.084	302.701.122	298.945.821	310.183.853	368.237.363	1.114.787.590	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	831.237	914.209	132.044	25.011	153.857	-	1.117.138	939.220
Otros Activos No Financieros, Corriente	29.009.291	31.292.979	42.796.875	38.792.524	2.052.382	2.380.809	73.858.547	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	313.094.878	355.609.508	620.258.223	610.324.178	10.965.510	11.668.702	944.318.611	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	118.760.425	130.673.380	6.357.931	7.215.786	(94.643.569)	(102.606.574)	30.474.788	35.282.592
Inventarios	59.185.081	55.906.768	17.934.966	16.354.914	6.111.050	5.663.862	83.231.097	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	113.835.733	85.450.395	14.946.406	35.751.363	28.273.296	20.625.926	157.055.435	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.099.978.703	6.154.273.562	4.677.000.460	4.778.151.088	276.262.511	275.481.095	11.053.241.673	11.207.905.745
Otros activos financieros no corrientes	27.436.160	13.598.337	2.830.665	2.826.723	29.578.942	20.930.001	59.845.767	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes	29.224.124	28.731.435	78.407.907	80.741.831	(701.770)	27.843	106.930.261	109.501.109
Derechos por cobrar no corrientes	159.352.685	175.400.312	252.918.873	267.256.936	676.108	671.202	412.947.666	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	(1.863.216)	113.239	117.946	(113.239)	1.745.270	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	591.738.611	591.668.155	499.256.967	503.610.981	(1.080.294.530)	(1.082.085.874)	10.701.048	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	35.792.990	35.332.818	1.370.847.220	1.417.846.070	13.578.343	14.219.326	1.420.218.553	1.467.398.214
Plusvalía	100.969.045	106.399.041	124.785.655	129.382.377	1.225.546.205	1.240.622.708	1.451.300.905	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	5.008.610.283	5.068.294.024	2.153.670.427	2.180.696.470	(6.074.221)	(6.259.488)	7.156.206.488	7.242.731.006
Propiedad de inversión	-	-	-	-	37.922.270	38.055.889	37.922.270	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	146.854.805	136.712.656	194.169.507	195.671.754	56.144.404	47.554.218	397.168.715	379.938.628
TOTAL ACTIVOS	7.236.597.963	7.366.858.884	5.682.128.026	5.785.560.685	539.358.890	581.451.182	13.458.084.879	13.733.870.752

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.263.501.045	1.150.249.282	1.358.145.297	1.394.053.750	(141.687.639)	(83.769.398)	2.479.958.702	2.460.533.634
Otros pasivos financieros corrientes	393.392.971	365.375.002	306.465.869	292.160.116	14.246.672	14.547.220	714.105.512	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	452.678.753	380.701.745	713.911.943	774.128.579	50.765.214	80.234.135	1.217.355.910	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	262.589.135	234.167.088	147.490.210	126.083.948	(231.033.589)	(203.073.399)	179.045.756	157.177.637
Otras provisiones corrientes	42.873.909	36.030.224	33.713.785	43.227.192	15.911.017	20.445.238	92.498.710	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	101.622.566	122.601.990	107.200.449	110.935.913	6.557.395	2.315.339	215.380.411	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	10.343.711	11.373.233	49.363.040	47.518.002	1.865.652	1.762.069	61.572.403	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.065.391.523	2.231.327.095	1.486.457.876	1.572.059.394	579.999.605	573.796.771	4.131.849.004	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.612.737.893	1.755.575.529	877.698.161	952.894.143	565.342.766	562.885.621	3.055.778.820	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	217.478	243.234	14.435.729	14.060.817	-	556	14.653.208	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	2.274.689	81.953	-	-	(2.274.689)	(81.953)	-	-
Otras provisiones no corrientes	20.255.040	20.833.139	179.691.769	181.636.893	6.911.058	103.609	206.857.867	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	325.549.331	341.568.310	160.777.574	162.528.439	4.073.630	4.341.506	490.400.536	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	36.283.602	36.504.909	228.419.606	234.826.662	6.242.682	6.194.442	270.945.890	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	68.073.490	76.520.021	25.435.036	26.112.440	(295.843)	352.990	93.212.683	102.985.451
PATRIMONIO NETO	3.907.705.395	3.985.282.507	2.837.524.854	2.819.447.541	101.046.924	91.423.809	6.846.277.173	6.896.153.857
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.907.705.395	3.985.282.507	2.837.524.854	2.819.447.541	101.046.924	91.423.809	6.846.277.173	6.896.153.857
Capital emitido	1.487.278.925	1.752.890.037	888.612.183	1.010.886.630	448.991.726	61.106.168	2.824.882.834	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.920.093.729	1.838.419.172	1.111.095.194	957.047.345	(727.619.571)	(562.497.637)	2.303.569.353	2.232.968.880
Primas de emisión	205.791.866	-	4.188.497	-	(51.220.716)	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	294.540.875	393.973.298	833.628.979	851.513.566	430.895.485	434.055.630	1.559.065.339	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	3.000.425.251
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.236.597.963	7.366.858.884	5.682.128.026	5.785.560.685	539.358.890	581.451.182	13.458.084.879	13.733.870.752

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
INGRESOS	632.453.708	639.046.296	1.163.172.365	1.075.926.233	(151.508.615)	(139.403.382)	1.644.117.458	1.575.569.147
Ventas	631.719.558	630.888.279	1.111.379.921	1.010.743.718	(151.517.164)	(139.504.096)	1.591.582.315	1.502.127.901
Ventas de energía	595.445.201	624.593.889	1.020.808.148	921.870.038	(144.663.460)	(161.005.800)	1.471.589.889	1.385.458.127
Otras ventas	960.331	5.646	2.043.237	2.418.394	2.489.053	9.033.074	5.492.622	11.457.114
Otras prestaciones de servicios	35.314.026	6.288.744	88.528.536	86.455.286	(9.342.758)	12.468.630	114.499.804	105.212.660
Otros ingresos de explotación	734.150	8.158.017	51.792.444	65.182.515	8.549	100.714	52.535.143	73.441.246
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(342.101.815)	(320.450.254)	(739.972.184)	(705.773.255)	156.652.560	153.177.924	(925.421.438)	(873.045.585)
Compras de energía	(85.360.149)	(100.028.226)	(544.558.123)	(504.385.544)	145.840.295	159.275.640	(484.077.977)	(445.138.130)
Consumo de combustible	(166.321.665)	(152.936.603)	-	-	(3.862)	(2.434)	(166.325.527)	(152.939.037)
Gastos de transporte	(70.816.553)	(47.696.576)	(59.557.092)	(52.589.688)	11.486.004	10.086.796	(118.887.642)	(90.199.468)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(19.603.447)	(19.788.849)	(135.856.968)	(148.798.023)	(669.877)	(16.182.078)	(156.130.292)	(184.768.950)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	290.351.893	318.596.042	423.200.181	370.152.978	5.143.945	13.774.542	718.696.019	702.523.562
Trabajos para el Inmovilizado	2.597.620	294.559	6.609.156	8.328.447	-	-	9.206.776	8.623.006
Gastos de Personal	(30.103.002)	(18.749.137)	(64.901.554)	(56.268.750)	(7.666.056)	(15.740.650)	(102.670.612)	(90.758.537)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(32.259.936)	(68.431.323)	(97.743.132)	(116.227.275)	1.796.165	(1.368.979)	(128.206.903)	(186.027.577)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	230.586.575	231.710.141	267.164.651	205.985.400	(725.945)	(3.335.087)	497.025.281	434.360.454
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(52.692.098)	(30.945.140)	(67.016.912)	(52.013.132)	(778.732)	(687.463)	(120.487.742)	(83.645.735)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	177.894.477	200.765.001	200.147.739	153.972.268	(1.504.677)	(4.022.550)	376.537.539	350.714.719
RESULTADO FINANCIERO	(39.084.200)	(36.837.275)	(30.778.076)	(28.703.276)	(14.424.986)	(3.850.158)	(84.287.262)	(69.390.709)
Ingresos financieros	11.225.398	8.517.198	30.153.590	29.189.620	2.516.323	3.241.588	43.895.311	40.948.406
Gastos financieros	(47.827.220)	(44.031.171)	(62.293.465)	(59.033.350)	(7.645.150)	(5.138.313)	(117.765.835)	(108.202.834)
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.848.007)	(1.022.257)	809.659	262.805	(5.768.158)	(2.959.691)	(6.806.506)	(3.719.143)
Diferencias de cambio	(634.371)	(301.045)	552.140	877.649	(3.528.001)	1.006.258	(3.610.232)	1.582.862
Positivas	14.708.949	8.501.566	1.415.129	1.973.171	13.976.465	9.990.161	30.100.543	20.464.898
Negativas	(15.343.319)	(8.802.611)	(862.990)	(1.095.522)	(17.504.466)	(8.983.903)	(33.710.775)	(18.882.036)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	2.728.214	2.378.713	-	-	-	378	2.728.214	2.379.091
Resultado de Otras Inversiones	(4.702.101)	51.939	(6.428.489)	-	11.269.025	-	138.435	51.939
Resultados en Ventas de Activos	-	60.322	(65.451)	13.326	592.553	(9.050.593)	527.102	(8.976.945)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	136.836.390	166.418.700	162.875.723	125.282.318	(4.068.085)	(16.922.923)	295.644.028	274.778.095
Impuesto Sobre Sociedades	(26.114.937)	(54.053.343)	(47.239.940)	(35.396.803)	8.809.509	(3.987.879)	(64.545.368)	(93.438.025)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	110.721.453	112.365.357	115.635.783	89.885.515	4.741.424	(20.910.802)	231.098.660	181.340.070
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	110.721.453	112.365.357	115.635.783	89.885.515	4.741.424	(20.910.802)	231.098.660	181.340.070
RESULTADO DEL PERÍODO	110.721.453	112.365.357	115.635.783	89.885.515	4.741.424	(20.910.802)	231.098.660	181.340.070
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	100.661.299	95.850.665
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	130.437.361	85.489.405

33.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	1.044.032.380	1.117.076.586	171.063.470	198.804.567	704.615.643	680.639.175	431.949.189	439.170.846	156.834.698	138.640.932	(103.652.173)	(48.367.099)	2.404.843.206	2.525.965.008
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	483.011.397	588.127.702	33.844.002	43.522.761	287.481.329	277.962.207	251.060.518	268.253.856	59.390.343	42.054.742	-	-	1.114.787.590	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	1.062.744	47.504	-	143.638	-	-	33.101	699.517	21.292	48.561	-	-	1.117.138	939.220
Otros Activos No Financieros, Corriente	8.844.303	8.430.910	2.304.020	2.444.742	48.183.263	43.310.736	9.023.985	13.185.071	5.377.831	5.094.853	125.146	-	73.858.547	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	300.613.673	338.292.487	90.944.929	108.345.327	329.766.987	318.551.280	147.928.206	137.785.949	74.457.889	73.975.674	606.927	651.671	944.318.611	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	101.009.330	49.976.938	33.627.318	34.084.870	-	-	206.582	30.857	15.804	208.696	(104.384.245)	(49.018.769)	30.474.788	35.282.592
Inventarios	35.503.376	37.057.881	6.853.790	4.921.951	1.358.892	1.266.810	22.185.161	17.676.019	17.329.879	17.002.883	-	-	83.231.097	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	113.987.557	95.143.164	3.489.411	5.341.278	37.825.170	39.548.142	1.511.637	1.539.577	241.660	255.523	-	-	157.055.435	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.746.578.976	7.893.250.054	593.245.958	593.346.110	3.681.763.453	3.805.276.863	2.400.408.770	2.353.927.049	1.179.914.265	1.246.563.957	(4.548.669.749)	(4.684.458.288)	11.053.241.673	11.207.905.745
Otros activos financieros no corrientes	55.328.803	32.942.181	363.347	161.140	26.715	27.818	1.221.217	1.214.684	2.905.685	3.009.238	-	-	59.845.767	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes	830.695	599.529	1.787.039	1.984.737	104.312.527	106.916.843	-	-	-	-	-	-	106.930.261	109.501.109
Derechos por cobrar no corrientes	4.799.591	4.531.190	136.010.626	151.690.773	259.017.854	273.379.275	13.119.596	13.727.212	-	-	-	-	412.947.666	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.801.862	6.179.892	-	-	43.040.048	44.861.006	-	-	-	-	(48.841.910)	(51.040.898)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.505.167.548	4.681.940.902	66.402.183	4.727.255	1.191.809.112	1.217.587.204	77	76	50.417.390	49.887.780	(5.803.095.262)	(5.940.949.955)	10.701.048	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	38.856.563	40.438.658	4.181.822	3.649.971	1.329.879.569	1.375.676.408	44.304.969	44.330.454	2.995.630	3.302.723	-	-	1.420.218.553	1.467.398.214
Plusvalía	2.311.744	2.312.632	(13.840.349)	2.357.592	114.337.320	119.058.905	13.413.709	13.209.651	10.687.441	10.361.690	1.324.391.040	1.329.103.656	1.451.300.905	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	2.988.895.706	2.998.303.344	394.062.012	424.077.441	453.142.473	479.342.553	2.230.459.620	2.184.994.520	1.111.665.848	1.178.479.794	(22.019.172)	(22.466.646)	7.156.206.488	7.242.731.006
Propiedad de inversión	37.922.270	38.055.889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.922.270	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	106.664.194	87.945.837	4.279.278	4.697.201	186.197.835	188.426.851	97.889.582	96.450.452	1.242.271	1.522.732	895.555	895.555	397.168.715	379.938.628
TOTAL ACTIVOS	8.790.611.356	9.010.326.640	764.309.428	792.150.677	4.386.379.095	4.485.916.038	2.832.357.959	2.793.097.895	1.336.748.963	1.385.204.889	(4.652.321.922)	(4.732.825.387)	13.458.084.879	13.733.870.752

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	695.182.707	661.869.058	469.680.094	494.783.567	598.290.729	650.237.150	641.305.649	483.448.241	196.935.603	170.828.751	(121.436.079)	(633.131)	2.479.958.702	2.460.533.636
Otros pasivos financieros corrientes	138.806.207	88.087.416	101.397.374	105.336.295	281.341.242	288.730.920	117.780.820	124.904.402	74.779.869	65.023.305	-	-	714.105.512	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	362.235.847	405.601.668	264.128.624	283.219.858	219.847.543	234.837.848	288.328.024	223.557.756	74.794.484	68.645.529	8.021.387	19.201.800	1.217.355.910	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	88.043.456	48.929.239	38.911.518	45.686.586	32.746.989	34.092.017	148.394.217	51.713.966	4.884.818	1.068.536	(133.935.241)	(24.312.705)	179.045.756	157.177.639
Otras provisiones corrientes	42.396.809	54.333.202	27.558.519	25.324.807	318.863	6.801.936	9.804	10.860	17.736.941	8.754.075	4.477.774	4.477.774	92.498.710	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	55.752.661	58.625.870	16.115.125	12.379.051	46.648.407	67.476.356	81.527.928	76.893.506	15.336.290	20.478.459	-	-	215.380.411	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	7.947.726	6.291.663	21.568.935	22.836.970	17.387.684	18.298.073	5.264.856	6.367.751	9.403.200	6.858.847	-	-	61.572.403	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.694.200.974	1.819.290.887	190.428.479	206.938.488	888.001.755	929.216.917	920.974.675	928.038.093	474.108.756	527.947.698	(35.865.635)	(34.248.823)	4.131.849.004	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.418.203.303	1.538.473.627	103.178.782	113.544.053	481.136.568	515.352.311	773.088.220	782.142.214	280.171.947	321.843.088	-	-	3.055.778.820	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	1.496.355	1.146.930	13.156.853	13.157.677	-	-	-	-	-	-	14.653.208	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	32.597.856	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(32.597.856)	(34.248.823)	-	-
Otras provisiones no corrientes	18.408.806	17.935.877	8.781.443	9.239.778	172.440.168	168.801.883	5.469.672	4.762.542	1.757.778	1.833.561	-	-	206.857.867	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	200.318.856	204.262.599	12.325.916	13.419.881	66.832.907	67.691.941	19.634.119	19.717.371	191.288.738	203.346.463	-	-	490.400.536	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.817.121	35.817.248	7.100.890	7.627.051	143.299.037	149.353.832	84.728.842	84.727.882	-	-	-	-	270.945.890	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	21.452.888	22.801.536	24.947.237	27.711.972	11.136.222	14.859.273	38.053.822	36.688.084	890.293	924.586	(3.267.779)	-	93.212.683	102.985.451
PATRIMONIO NETO	6.401.227.675	6.529.166.695	104.200.855	90.428.622	2.900.086.612	2.906.461.971	1.270.077.635	1.381.611.561	665.704.604	686.428.440	(4.495.020.208)	(4.697.943.433)	6.846.277.173	6.896.153.857
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.401.227.675	6.529.166.695	104.200.855	90.428.622	2.900.086.612	2.906.461.971	1.270.077.635	1.381.611.561	665.704.604	686.428.440	(4.495.020.208)	(4.697.943.433)	3.920.410.880	3.895.728.606
Capital emitido	5.206.298.326	5.517.944.809	218.920.525	230.798.614	1.082.146.486	1.768.841.536	168.553.038	150.811.424	217.481.632	197.139.383	(4.068.517.172)	(5.040.652.931)	2.824.882.834	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.725.610.962	2.728.371.595	(113.538.574)	(99.901.666)	609.507.080	459.494.106	192.306.196	125.770.175	93.501.565	72.384.456	(1.203.817.876)	(1.053.149.787)	2.303.569.353	2.232.968.880
Primas de emisión	365.334.507	158.759.648	-	-	720.558.313	-	3.622.196	-	-	-	(930.755.368)	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.896.016.119)	(1.875.909.357)	(1.181.096)	(40.468.326)	487.874.733	678.126.329	905.596.206	1.105.029.962	354.721.407	416.904.601	1.708.070.208	1.395.859.285	(1.366.800.955)	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.925.866.293	3.000.425.251
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.790.611.356	9.010.326.640	764.309.428	792.150.677	4.386.379.096	4.485.916.038	2.832.357.959	2.793.097.895	1.336.748.963	1.385.204.889	(4.652.321.923)	(4.732.825.387)	13.458.084.879	13.733.870.752

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	491.861.541	533.728.819	144.013.262	142.098.903	562.876.123	524.734.021	307.539.849	261.487.819	138.032.889	113.953.688	(206.204)	(434.103)	1.644.117.458	1.575.569.147
Ventas	489.178.297	522.703.735	141.310.561	140.359.101	527.788.774	475.055.439	299.737.067	254.398.848	133.789.748	110.044.881	(222.133)	(434.103)	1.591.582.315	1.502.127.901
Ventas de energía	451.924.720	479.666.161	134.869.648	134.852.096	478.098.137	438.809.501	276.688.156	228.809.572	130.009.229	103.320.797	-	-	1.471.589.889	1.385.458.127
Otras ventas	3.181.191	8.074.099	52.073	-	1.570.591	1.415.119	682.557	1.513.055	6.210	524.020	-	(69.179)	5.492.622	11.457.114
Otras prestaciones de servicios	34.072.387	34.963.475	6.388.840	5.507.005	48.120.046	34.830.819	22.366.354	24.076.221	3.774.309	6.200.064	(222.133)	(364.924)	114.499.804	105.212.660
Otros ingresos de explotación	2.683.244	11.025.084	2.702.701	1.739.802	35.087.349	49.678.582	7.802.781	7.088.971	4.243.141	3.908.807	15.928	-	52.535.143	73.441.246
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(344.150.382)	(327.553.222)	(89.732.917)	(86.234.992)	(319.764.551)	(322.836.184)	(111.824.259)	(89.940.400)	(59.962.242)	(46.568.892)	12.913	88.105	(925.421.438)	(873.045.585)
Compras de energía	(189.222.511)	(189.253.174)	(50.629.035)	(38.877.182)	(157.538.251)	(153.254.441)	(54.566.717)	(44.265.391)	(32.440.898)	(19.487.942)	319.434	-	(484.077.977)	(445.138.130)
Consumo de combustible	(94.342.564)	(89.394.687)	(37.266.884)	(42.432.335)	(6.610.788)	(6.047.440)	(12.003.445)	(3.419.616)	(16.101.085)	(11.644.959)	(760)	-	(166.325.527)	(152.939.037)
Gastos de transporte	(55.372.363)	(34.275.554)	22.138	(1.774.863)	(28.134.704)	(23.013.869)	(30.192.535)	(27.229.948)	(4.885.220)	(3.905.234)	(324.958)	-	(118.887.462)	(90.199.468)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(5.212.944)	(14.629.807)	(1.859.136)	(3.150.612)	(127.480.808)	(140.520.434)	(15.061.561)	(15.025.445)	(6.535.039)	(11.530.757)	19.197	88.105	(156.130.292)	(184.768.950)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	147.711.159	206.175.597	54.280.344	55.863.911	243.111.571	201.897.837	195.715.590	171.547.419	78.070.647	67.384.796	(193.291)	(345.998)	718.696.020	702.523.562
Trabajos para el Inmovilizado	2.306.187	608.593	3.082.385	2.415.432	2.130.808	4.290.976	1.146.816	897.892	540.579	410.113	-	-	9.206.776	8.623.006
Gastos de Personal	(24.944.023)	(26.266.604)	(28.443.256)	(21.282.168)	(29.212.210)	(26.331.327)	(12.369.074)	(11.388.434)	(7.702.409)	(5.490.004)	-	-	(102.670.612)	(90.758.537)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(29.270.607)	(28.723.177)	(27.181.432)	(19.474.120)	(41.519.101)	(42.541.356)	(19.174.511)	(87.596.785)	(11.254.502)	(8.078.609)	193.250	386.470	(128.206.903)	(186.027.577)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	95.802.716	151.794.409	1.738.041	17.523.055	174.511.069	137.316.130	165.318.822	73.460.092	59.654.676	54.226.296	(42)	40.472	497.025.281	434.360.454
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(29.064.984)	(29.695.165)	(10.821.294)	(7.542.799)	(39.194.140)	(8.942.973)	(26.494.218)	(24.592.902)	(15.363.635)	(14.272.369)	450.528	1.400.473	(120.487.742)	(83.645.735)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	66.737.732	122.099.244	(9.083.252)	9.980.256	135.316.929	128.373.157	138.824.603	48.867.190	44.291.041	39.953.927	450.486	1.440.945	376.537.539	350.714.719
RESULTADO FINANCIERO	(28.332.161)	(18.669.139)	(12.306.147)	(6.524.637)	(18.358.665)	(18.807.189)	(16.406.464)	(19.644.337)	(11.202.123)	(6.343.387)	2.318.299	597.980	(84.287.262)	(69.390.709)
Ingresos financieros	8.875.036	6.436.512	1.822.199	4.244.568	27.590.409	28.864.568	3.851.521	1.395.332	2.326.606	542.860	(570.461)	(535.434)	43.895.311	40.948.406
Gastos financieros	(24.678.804)	(24.090.742)	(12.156.349)	(8.847.165)	(47.698.339)	(48.300.042)	(20.236.279)	(21.030.174)	(13.566.422)	(6.836.492)	570.359	901.781	(117.765.835)	(108.202.834)
Resultados por Unidades de Reajuste	(6.806.506)	(3.719.143)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.806.506)	(3.719.143)
Diferencias de cambio	(5.721.887)	2.704.234	(1.971.997)	(1.922.040)	1.749.265	628.285	(21.707)	(9.495)	37.693	(49.755)	2.318.400	231.633	(3.610.232)	1.582.862
Positivas	20.048.819	15.010.550	1.416.434	1.511.819	8.402.911	3.819.961	502.029	154.030	71.366	625.131	(341.017)	(656.593)	30.100.543	20.464.898
Negativas	(25.770.705)	(12.306.316)	(3.388.431)	(3.433.859)	(6.653.646)	(3.191.676)	(523.736)	(163.525)	(33.673)	(674.886)	2.659.417	888.226	(33.710.775)	(18.882.036)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	113.781	2.378.679	(58.007)	378	-	-	-	-	2.672.439	-	-	34	2.728.214	2.379.091
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	138.435	566.064	-	-	-	-	(6.566.273)	-	6.566.273	-	-	(514.125)	138.435	51.939
Resultados en Ventas de Activos	517.241	175.093	-	-	-	-	11.604	12.915	(1.743)	-	-	(9.164.953)	527.102	(8.976.945)
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	39.175.029	106.549.941	(21.447.406)	3.455.997	116.958.264	109.565.968	115.863.470	29.235.768	42.325.887	33.610.540	2.768.785	(7.640.119)	295.644.028	274.778.095
Impuesto Sobre Sociedades	14.978.960	(31.051.890)	(2.568.563)	(1.691.174)	(27.499.111)	(17.410.216)	(36.301.605)	(32.314.087)	(13.155.049)	(10.970.658)	-	-	(64.545.368)	(93.438.025)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	54.153.988	75.498.051	(24.015.969)	1.764.823	89.459.153	92.155.752	79.561.865	(3.078.319)	29.170.838	22.639.882	2.768.785	(7.640.119)	231.098.660	181.340.070
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	54.153.988	75.498.051	(24.015.969)	1.764.823	89.459.153	92.155.752	79.561.865	(3.078.319)	29.170.838	22.639.882	2.768.785	(7.640.119)	231.098.660	181.340.070
RESULTADO DEL PERÍODO	54.153.988	75.498.051	(24.015.969)	1.764.823	89.459.153	92.155.752	79.561.865	(3.078.319)	29.170.838	22.639.882	2.768.785	(7.640.119)	231.098.660	181.340.070
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.661.299	95.850.665
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	130.437.361	85.489.405

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
		31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES														
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	556.053.346	581.738.393	93.459.863	113.950.708	253.051.216	229.070.896	225.425.855	239.044.005	77.822.830	75.650.050	(69.193.850)	(26.868.729)	1.136.619.260	1.212.585.323
Otros activos financieros corrientes	180.656.019	230.289.585	14.840.996	22.383.610	146.202.280	131.040.180	124.404.250	136.260.140	35.799.069	32.764.569	-	-	501.902.614	552.738.084
Otros Activos No Financieros, Corriente	776.844	47.504	-	143.638	-	-	33.101	674.506	21.292	48.561	-	-	831.237	914.209
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	6.010.960	5.388.772	830.320	1.197.748	14.690.316	14.283.730	5.321.510	7.964.428	2.053.293	2.458.301	102.891	-	29.009.291	31.292.979
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	145.289.704	175.085.843	38.392.458	54.090.162	61.298.223	63.940.752	49.485.267	45.507.596	18.167.017	16.985.155	462.209	-	313.094.878	355.609.508
Inventarios	99.529.081	58.683.378	32.914.008	33.441.555	17.671.637	19.803.730	29.423.873	35.104.241	8.980.776	10.509.205	(69.758.950)	(26.868.729)	118.760.425	130.673.380
Activos por impuestos corrientes	27.163.451	29.481.511	4.173.482	1.783.282	24.477	2.504	15.248.147	11.993.970	12.575.525	12.645.501	-	-	59.185.081	55.906.768
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	96.627.287	82.761.800	2.308.600	910.713	13.164.283	-	1.509.706	1.539.124	225.858	238.758	-	-	113.835.733	85.450.395
ACTIVOS NO CORRIENTES														
Otros activos financieros no corrientes	4.075.009.090	4.058.185.785	271.504.485	319.979.207	570.314.692	600.244.367	1.433.450.632	1.393.219.292	765.555.684	812.558.136	(1.015.855.880)	(1.029.913.225)	6.099.978.703	6.154.273.562
Otros activos no financieros no corrientes	25.750.141	12.014.822	176.923	161.140	1	-	1.211.926	1.205.585	297.169	216.790	-	-	27.436.160	13.598.337
Derechos por cobrar no corrientes	536.779	342.343	1.123.772	1.099.011	26.825.571	27.290.081	-	-	-	-	738.001	-	29.224.124	28.731.435
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	82.079	160.518	134.953.026	150.312.091	21.317.363	21.685.968	3.000.217	3.241.735	-	-	-	-	159.352.685	175.400.312
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	5.801.862	6.179.892	-	-	40.796.532	42.997.790	-	-	-	-	(46.598.394)	(51.040.898)	-	(1.863.216)
Activos intangibles distintos de la plusvalía	1.596.744.358	1.594.961.765	3.102.108	3.428.479	10.373.207	10.801.536	-	-	50.417.390	49.887.780	(1.068.898.452)	(1.067.411.405)	591.738.611	591.668.155
Plusvalía	11.124.551	11.005.836	157.845	176.228	1.324.011	1.410.902	22.789.087	22.281.991	397.496	457.861	-	-	35.792.990	35.332.818
Propiedades, planta y equipo	13.136	14.024	(13.840.349)	2.357.592	-	-	5.205.852	5.126.657	10.687.441	10.361.690	98.902.965	88.539.078	100.969.045	106.399.041
Propiedad de inversión	2.391.261.777	2.400.516.617	141.551.883	157.747.465	432.830.985	456.994.530	1.340.451.721	1.302.924.129	702.513.916	750.111.283	-	-	5.008.610.283	5.068.294.024
Activos por impuestos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVOS	4.631.062.436	4.639.924.178	364.964.348	433.929.915	823.365.908	829.315.263	1.658.876.487	1.632.263.297	843.378.514	888.208.186	(1.085.049.729)	(1.056.781.954)	7.236.597.963	7.366.858.885

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	547.329.170	419.861.754	162.607.336	184.089.684	213.285.042	223.439.239	357.346.933	220.413.976	75.196.017	77.444.300	(92.263.453)	25.000.330	1.263.501.045	1.150.249.283	
Otros pasivos financieros corrientes	124.191.653	73.513.845	78.894.308	82.987.086	61.693.588	62.027.186	94.394.831	113.869.956	34.218.591	32.976.929	-	-	393.392.971	365.375.002	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	223.086.785	210.953.110	34.939.284	47.852.899	46.350.377	47.171.805	124.446.142	50.897.328	16.872.146	23.834.560	6.984.020	(7.957)	452.678.753	380.701.745	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	142.543.655	69.582.013	37.474.140	43.569.836	87.183.301	81.664.568	92.849.457	14.328.510	1.786.055	13.875	(99.247.473)	25.008.287	262.589.135	234.167.089	
Otras provisiones corrientes	25.853.215	29.277.728	3.686.601	3.901.399	-	-	-	10.860	13.324.289	2.840.237	-	-	42.873.909	36.030.224	
Pasivos por impuestos corrientes	25.539.491	31.286.802	7.048.205	5.362.401	16.257.809	30.425.114	45.169.266	40.779.406	7.607.795	14.748.267	-	-	101.622.566	122.601.990	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	6.114.371	5.248.256	564.798	416.063	1.799.967	2.150.566	477.432	527.916	1.387.142	3.030.432	-	-	10.343.711	11.373.233	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.063.084.606	1.193.061.174	151.677.644	165.441.384	49.933.389	58.875.184	539.879.789	530.859.723	291.173.865	317.338.453	(30.357.770)	(34.248.823)	2.065.391.523	2.231.327.095	
Otros pasivos financieros no corrientes	852.860.537	975.588.006	79.504.021	87.602.569	34.647.212	36.725.221	494.502.442	486.420.793	151.223.681	169.238.940	-	-	1.612.737.893	1.755.575.529	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	217.474	241.287	4	1.947	-	-	-	-	-	-	217.478	243.234	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	82.833	81.953	32.597.856	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(30.406.000)	(34.248.823)	2.274.689	81.953	
Otras provisiones no corrientes	10.407.024	10.251.812	-	-	7.752.321	8.596.721	494.522	316.576	1.601.173	1.668.030	-	-	20.255.040	20.833.139	
Pasivo por impuestos diferidos	173.783.055	177.178.521	12.325.916	13.419.881	1.091.349	4.538.425	0	-	138.349.010	146.431.483	-	-	325.549.331	341.568.310	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.307.351	12.334.488	2.085.140	2.216.852	-	-	21.891.110	21.953.569	-	-	-	-	36.283.602	36.504.909	
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.643.806	17.626.394	24.947.237	27.711.972	6.442.502	9.012.870	22.991.714	22.168.785	-	-	48.230	-	68.073.490	76.520.021	
PATRIMONIO NETO	3.020.648.659	3.027.001.250	50.679.369	84.398.847	560.147.477	547.000.840	761.649.765	880.989.598	477.008.632	493.425.433	(962.428.507)	(1.047.533.461)	3.907.705.395	3.985.282.507	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.020.648.659	3.027.001.250	50.679.369	84.398.847	560.147.477	547.000.840	761.649.765	880.989.598	477.008.632	493.425.433	(962.428.507)	(1.047.533.461)	3.907.705.395	3.985.282.507	
Capital emitido	1.934.921.226	2.153.213.074	64.982.625	92.185.037	194.522.857	204.171.117	164.965.320	142.906.410	180.886.955	164.297.758	(1.053.000.058)	(1.003.883.359)	1.487.278.925	1.752.890.037	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.184.248.857	1.140.321.396	3.289.560	(7.584.043)	222.796.235	202.644.366	261.965.826	128.464.532	52.245.949	70.760.796	195.547.302	303.782.125	1.920.093.729	1.838.419.172	
Primas de emisión	205.791.866	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205.791.866	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(304.313.290)	(266.533.220)	(17.592.817)	(232.147)	142.828.386	140.185.357	334.718.619	609.618.656	243.875.728	258.366.879	(104.975.751)	(347.432.227)	294.540.875	393.973.298	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.631.062.436	4.639.924.178	364.964.349	433.929.915	823.365.907	829.315.263	1.658.876.487	1.632.263.297	843.378.514	888.208.186	(1.085.049.730)	(1.056.781.954)	7.236.597.963	7.366.858.885	

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	284.351.118	322.518.864	59.002.168	69.460.152	83.731.276	72.320.342	135.184.739	115.383.649	70.294.929	59.474.340	(110.522)	(111.051)	632.453.708	639.046.296	
Ventas	284.128.729	315.285.056	59.005.430	69.408.042	83.731.276	71.468.276	134.835.774	115.380.957	70.132.157	59.456.999	(113.807)	(111.051)	631.719.558	630.888.279	
Ventas de energía	268.006.017	311.766.044	58.082.807	69.408.042	66.023.238	71.468.276	134.741.479	114.478.942	68.591.659	57.472.585	-	-	595.445.201	624.593.889	
Otras ventas	960.331	5.646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	960.331	5.646	
Otras prestaciones de servicios	15.162.380	3.513.366	922.622	-	17.708.038	-	94.295	902.015	1.540.498	1.984.414	(113.807)	(111.051)	35.314.026	6.288.744	
Otros ingresos de explotación	222.390	7.233.808	(3.261)	52.110	-	852.066	348.965	2.692	162.772	17.341	3.285	-	734.150	8.158.017	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(202.624.237)	(184.655.676)	(42.719.323)	(49.155.370)	(31.038.183)	(35.184.791)	(40.374.529)	(29.623.089)	(25.342.258)	(21.831.328)	(3.285)	-	(342.101.815)	(320.450.254)	
Compras de energía	(62.048.267)	(66.974.358)	(3.379.856)	(2.661.574)	(11.180.275)	(19.234.654)	(6.507.883)	(7.792.071)	(2.563.343)	(3.365.569)	319.476	-	(85.360.149)	(100.028.226)	
Consumo de combustible	(94.339.463)	(89.392.253)	(37.266.884)	(42.432.335)	(6.610.788)	(6.047.440)	(12.003.445)	(3.419.616)	(16.101.085)	(11.644.959)	-	-	(166.321.665)	(152.936.603)	
Gastos de transporte	(46.007.131)	(28.065.909)	(297.664)	(1.538.327)	(4.801.167)	(1.238.921)	(14.470.326)	(12.913.876)	(4.917.506)	(3.939.543)	(322.761)	-	(70.816.553)	(47.696.576)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(229.376)	(223.156)	(1.774.919)	(2.523.134)	(8.445.953)	(8.663.776)	(7.392.876)	(5.497.526)	(1.760.324)	(2.881.257)	-	-	(19.603.447)	(19.788.849)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	81.726.881	137.863.188	16.282.845	20.304.782	52.693.093	37.135.551	94.810.210	85.760.560	44.952.671	37.643.012	(113.807)	(111.051)	290.351.893	318.596.042	
Trabajos para el Inmovilizado	1.759.996	-	-	-	-	-	823.387	294.559	14.237	-	-	-	2.597.620	294.559	
Gastos de Personal	(13.105.559)	(7.737.433)	(6.011.045)	(3.200.924)	(3.399.629)	(2.820.171)	(3.981.465)	(2.823.686)	(3.605.304)	(2.166.923)	-	-	(30.103.002)	(18.749.137)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(17.782.944)	(14.501.053)	(3.028.349)	(2.104.572)	(2.783.803)	(1.798.389)	(4.591.636)	(46.836.299)	(4.187.012)	(3.302.061)	113.807	111.051	(32.259.936)	(68.431.323)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	52.598.375	115.624.702	7.243.451	14.999.286	46.509.661	32.516.991	87.060.496	36.395.134	37.174.591	32.174.028	-	-	230.586.575	231.710.141	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(20.348.689)	(20.893.089)	(7.038.011)	(3.844.616)	(6.739.933)	11.153.762	(8.968.236)	(8.481.770)	(9.597.229)	(8.879.427)	-	-	(52.692.098)	(30.945.140)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	32.249.687	94.731.613	205.441	11.154.670	39.769.728	43.670.753	78.092.260	27.913.364	27.577.362	23.294.601	-	-	177.894.477	200.765.001	
RESULTADO FINANCIERO	(15.249.349)	(12.816.587)	(8.262.506)	(4.843.231)	1.819.796	(5.779.993)	(9.664.158)	(11.094.084)	(10.265.236)	(2.825.186)	2.537.254	521.806	(39.084.200)	(36.837.275)	
Ingresos financieros	2.731.124	2.510.716	524.477	2.321.779	6.718.777	3.853.813	1.500.117	281.893	302.638	81.930	(532.933)	11.225.398	8.517.198	8.517.198	
Gastos financieros	(15.240.514)	(16.009.336)	(6.709.269)	(4.989.476)	(4.765.116)	(9.342.364)	(11.096.186)	(11.368.529)	(10.567.874)	(2.854.399)	551.739	532.933	(47.827.220)	(44.031.171)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(1.848.007)	(1.022.257)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.848.007)	(1.022.257)	
Diferencias de cambio	(891.953)	1.704.290	(2.077.714)	(2.175.534)	(133.865)	(291.442)	(68.090)	(7.448)	(52.717)	2.537.251	521.806	(634.371)	(301.045)	(301.045)	
Positivas	5.584.627	4.880.574	1.227.642	1.189.765	7.552.065	2.327.785	325.660	47.848	-	427.627	18.954	(372.033)	14.708.949	8.501.566	
Negativas	(6.476.580)	(3.176.284)	(3.305.356)	(3.365.299)	(7.685.930)	(2.619.227)	(393.750)	(55.296)	-	(480.344)	2.518.297	893.839	(15.343.319)	(8.802.611)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	113.781	2.378.713	(58.007)	-	-	-	-	-	2.672.439	-	-	-	2.728.214	2.378.713	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	138.436	51.939	(4.840.537)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.702.101)	51.939	
Resultados en Ventas de Activos	-	60.322	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.322	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	17.252.554	84.406.000	(12.955.610)	6.311.439	41.589.524	37.890.760	68.428.102	16.819.280	19.984.566	20.469.415	2.537.254	521.806	136.836.390	166.418.700	
Impuesto Sobre Sociedades	9.541.588	(21.279.780)	(1.731.997)	(2.682.225)	(5.508.976)	(5.444.026)	(18.858.033)	(17.924.057)	(9.557.519)	(6.723.255)	-	-	(26.114.937)	(54.053.343)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	26.794.143	63.126.220	(14.687.607)	3.629.214	36.080.548	32.446.734	49.570.068	(1.104.777)	10.427.047	13.746.160	2.537.254	521.806	110.721.453	112.365.357	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	26.794.143	63.126.220	(14.687.607)	3.629.214	36.080.548	32.446.734	49.570.068	(1.104.777)	10.427.047	13.746.160	2.537.254	521.806	110.721.453	112.365.357	
RESULTADO DEL PERÍODO	26.794.143	63.126.220	(14.687.607)	3.629.214	36.080.548	32.446.734	49.570.068	(1.104.777)	10.427.047	13.746.160	2.537.254	521.806	110.721.453	112.365.357	
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

b) Distribución

Linea de Negocio	Distribución													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	181.468.360	193.667.154	77.653.883	84.947.442	429.346.075	424.487.557	240.563.762	239.448.013	88.024.488	73.305.844	(11.929.001)	(8.446.413)	1.005.127.567	1.007.409.597
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	20.047.532	26.582.727	18.963.326	21.100.767	113.442.723	109.978.438	126.656.268	131.993.716	23.591.274	9.290.173	-	-	302.701.122	298.945.821
Otros activos financieros corrientes	132.044	-	-	-	-	-	-	25.011	-	-	-	-	132.044	25.011
Otros Activos No Financieros, Corriente	1.910.943	2.312.576	1.473.477	1.246.994	32.385.441	27.375.759	3.702.475	5.220.643	3.324.538	2.636.552	-	-	42.796.875	38.792.524
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	144.545.119	152.223.272	52.552.471	54.255.165	268.426.823	254.576.869	98.442.938	92.278.353	56.290.872	56.990.519	-	-	620.258.223	610.324.178
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	12.601.887	10.623.831	814.261	776.127	0	-	4.823.136	4.247.788	47.648	14.453	(11.929.001)	(8.446.413)	6.357.931	7.215.786
Inventarios	2.228.875	1.924.748	2.680.308	3.138.669	1.334.415	1.252.066	6.937.014	5.682.049	4.754.354	4.357.382	-	-	17.934.966	16.354.914
Activos por impuestos corrientes	1.960	-	1.170.040	4.429.720	13.756.673	31.304.425	1.930	453	15.803	16.765	-	-	14.946.406	35.751.363
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.110.926.400	1.116.514.950	258.470.409	272.099.510	1.926.286.932	1.994.823.050	966.958.138	960.707.757	414.358.581	434.005.821	-	-	4.677.000.460	4.778.151.088
Otros activos financieros no corrientes	26.434	25.176	186.424	-	-	-	9.291	9.099	2.608.516	2.792.448	-	-	2.830.665	2.826.723
Otros activos no financieros no corrientes	266.072	229.343	663.267	885.726	77.478.568	79.626.762	-	-	-	-	-	-	78.407.907	80.741.831
Derechos por cobrar no corrientes	4.041.403	3.699.470	1.057.601	1.378.682	237.700.490	251.693.307	10.119.379	10.485.477	-	-	-	-	252.918.873	267.256.936
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	113.239	117.946	-	-	-	-	-	-	113.239	117.946
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	499.227.879	503.579.522	29.011	31.383	-	-	77	76	-	-	-	-	499.256.967	503.610.981
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.255.150	15.263.011	4.023.977	3.473.743	1.328.454.078	1.374.215.991	21.515.882	22.048.463	2.598.133	2.844.862	-	-	1.370.847.220	1.417.846.070
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	114.337.320	119.058.905	8.207.857	8.082.994	-	-	-	-	124.785.655	129.382.377
Propiedades, planta y equipo	583.148.044	583.180.744	252.510.129	266.329.976	18.852.423	20.746.848	890.007.900	882.070.391	409.151.931	428.368.511	-	-	2.153.670.427	2.180.696.470
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	7.720.939	8.297.206	-	-	149.350.814	149.363.291	37.097.753	38.011.257	-	-	-	-	194.169.507	195.671.754
TOTAL ACTIVOS	1.292.394.759	1.310.182.104	336.124.292	357.046.952	2.355.633.007	2.419.310.607	1.207.521.900	1.200.155.770	502.383.069	507.311.665	(11.929.001)	(8.446.413)	5.682.128.026	5.785.560.685

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	161.745.060	196.759.945	306.943.426	310.638.397	452.634.461	489.046.971	317.999.144	302.355.437	130.752.206	103.699.413	(11.929.001)	(8.446.413)	1.358.145.297	1.394.053.750	
Otros pasivos financieros corrientes	367.882	26.351	22.503.066	22.349.209	219.647.655	226.703.734	23.385.989	11.034.446	40.561.278	32.046.376	-	-	306.465.869	292.160.116	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	93.012.425	137.937.525	228.484.261	235.366.718	170.611.036	183.352.939	163.881.882	172.660.428	57.922.339	44.810.969	-	-	713.911.943	774.128.579	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	36.934.546	23.267.428	2.028.105	2.249.562	18.759.989	20.937.120	89.585.188	76.706.628	12.111.383	11.369.623	(11.929.001)	(8.446.413)	147.490.210	126.083.948	
Otras provisiones corrientes	5.110.351	9.088.010	23.871.918	21.423.408	318.863	6.801.936	-	-	4.412.652	5.913.838	-	-	33.713.785	43.227.192	
Pasivos por impuestos corrientes	25.365.480	25.872.525	9.051.939	7.016.288	28.695.874	36.202.808	36.358.662	36.114.100	7.728.496	5.730.192	-	-	107.200.449	110.935.913	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	954.376	568.106	21.004.137	22.233.212	14.601.045	15.048.434	4.787.424	5.839.835	8.016.058	3.828.415	-	-	49.363.040	47.518.002	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	55.124.062	52.473.555	38.750.834	41.497.104	828.553.203	870.301.120	381.094.886	397.178.370	182.934.891	210.609.245	-	-	1.486.457.876	1.572.059.394	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	23.674.761	25.941.484	446.489.356	478.627.090	278.585.778	295.721.421	128.948.265	152.604.148	-	-	877.698.161	952.894.143	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	1.278.881	905.643	13.156.849	13.155.174	-	-	-	-	-	-	14.435.729	14.060.817	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras provisiones no corrientes	7.936.562	7.618.844	8.781.443	9.239.778	157.842.010	160.166.774	4.975.150	4.445.966	156.605	165.531	-	-	179.691.769	181.636.893	
Pasivo por impuestos diferidos	22.462.169	22.742.572	-	-	65.741.558	63.153.516	19.634.119	19.717.371	52.939.728	56.914.980	-	-	160.777.574	162.528.439	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17.267.089	17.289.987	5.015.750	5.410.199	143.299.037	149.352.163	62.837.731	62.774.313	-	-	-	-	228.419.606	234.826.662	
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.458.242	4.822.152	-	-	2.024.393	5.846.403	15.062.108	14.519.299	890.293	924.586	-	-	25.435.036	26.112.440	
PATRIMONIO NETO	1.075.525.637	1.060.948.604	(9.569.968)	4.911.451	1.074.445.343	1.059.962.516	508.427.870	500.621.963	188.695.972	193.003.007	-	-	2.837.524.854	2.819.447.541	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.075.525.637	1.060.948.604	(9.569.968)	4.911.451	1.074.445.343	1.059.962.516	508.427.870	500.621.963	188.695.972	193.003.007	-	-	2.837.524.854	2.819.447.541	
Capital emitido	367.928.682	368.494.984	95.500.294	135.477.599	385.000.812	466.167.408	3.587.719	7.905.014	36.594.677	32.841.625	-	-	888.612.183	1.010.886.630	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.003.525.766	978.146.893	(108.911.871)	(92.338.025)	244.885.314	72.309.174	(69.659.630)	(2.694.357)	41.255.616	1.623.660	-	-	1.111.095.194	957.047.345	
Primas de emisión	566.302	-	-	-	-	-	3.622.196	-	-	-	-	-	4.188.497	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(296.495.113)	(285.693.273)	3.841.609	(38.228.123)	444.559.218	521.485.934	570.877.586	495.411.306	110.845.679	158.537.722	-	-	833.628.979	851.513.566	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.292.394.759	1.310.182.104	336.124.292	357.046.952	2.355.633.007	2.419.310.607	1.207.521.900	1.200.155.770	502.383.069	507.311.665	(11.929.001)	(8.446.413)	5.682.128.026	5.785.560.685	

Linea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2011 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	255.066.870	245.130.541	85.020.242	71.992.292	507.317.674	491.132.176	220.998.676	187.995.153	94.768.902	79.676.071	-	-	1.163.172.365	1.075.926.233	
Ventas	252.987.056	241.556.230	82.314.280	70.304.600	472.230.325	442.305.660	213.170.015	180.844.140	90.678.244	75.733.088	-	-	1.111.379.921	1.010.743.718	
Ventas de energía	229.816.242	218.150.038	76.795.990	65.450.802	441.389.533	408.733.634	184.392.957	155.769.980	88.413.426	73.765.584	-	-	1.020.808.148	921.870.038	
Otras ventas	1.302.397	713.652	52.073	-	-	1.182.541	682.557	517.519	6.210	4.682	-	-	2.043.237	2.418.394	
Otras prestaciones de servicios	21.868.418	22.692.540	5.466.218	4.853.798	30.840.792	32.389.485	28.094.501	24.556.641	2.258.608	1.962.822	-	-	88.528.536	86.455.286	
Otros ingresos de explotación	2.079.814	3.574.311	2.705.962	1.687.692	35.087.349	48.826.516	7.828.661	7.151.013	4.090.658	3.942.983	-	-	51.792.444	65.182.515	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(193.768.692)	(186.781.419)	(47.017.820)	(36.765.069)	(317.689.510)	(327.667.403)	(119.866.891)	(103.807.634)	(61.629.271)	(50.751.730)	-	-	(739.972.184)	(705.773.255)	
Compras de energía	(174.151.176)	(170.800.858)	(47.253.404)	(36.220.075)	(175.672.610)	(175.412.196)	(90.626.377)	(77.912.670)	(56.854.556)	(44.039.745)	-	-	(544.558.123)	(504.385.544)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	(14.569.922)	(11.075.295)	319.802	(236.536)	(23.762.321)	(21.774.948)	(21.544.652)	(19.502.909)	-	-	-	-	(59.557.092)	(52.589.688)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(5.047.594)	(4.905.266)	(84.218)	(308.458)	(118.254.579)	(308.458)	(7.695.862)	(6.392.055)	(4.774.715)	(6.711.985)	-	-	(135.856.968)	(148.798.023)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	61.298.178	58.349.122	38.002.423	35.227.223	189.628.164	163.464.773	101.131.785	84.187.519	33.139.631	28.924.341	-	-	423.200.181	370.152.978	
Trabajos para el Inmovilizado	546.191	608.593	3.082.385	2.415.432	2.130.808	4.290.976	323.429	603.333	526.342	410.113	-	-	6.609.156	8.328.447	
Gastos de Personal	(5.916.528)	(7.324.426)	(22.432.211)	(17.848.767)	(24.068.462)	(21.406.597)	(8.387.608)	(6.916.491)	(4.096.744)	(2.772.469)	-	-	(64.901.554)	(56.268.750)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(13.329.672)	(14.389.362)	(24.070.592)	(17.276.275)	(38.486.441)	(39.371.103)	(14.814.454)	(40.670.447)	(7.041.973)	(4.520.088)	-	-	(97.743.132)	(116.227.275)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLORACIÓN	42.598.169	37.243.927	(5.417.995)	2.517.613	129.204.070	106.978.049	78.253.152	37.203.914	22.527.256	22.041.897	-	-	267.164.651	205.985.400	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(7.582.091)	(7.165.334)	(3.783.283)	(3.688.647)	(32.364.750)	(19.873.919)	(17.520.383)	(15.934.338)	(5.766.405)	(5.350.894)	-	-	(67.016.912)	(52.013.132)	
RESULTADO DE EXPLORACIÓN	35.016.078	30.078.593	(9.201.279)	(1.171.034)	96.839.320	87.104.130	60.732.770	21.269.576	16.760.850	16.691.003	-	-	200.147.739	153.972.268	
RESULTADO FINANCIERO	3.637.960	1.695.755	(4.380.285)	(1.746.045)	(22.359.274)	(17.009.219)	(6.739.584)	(8.153.976)	(936.893)	(3.482.754)	-	(7.037)	(30.778.076)	(28.703.276)	
Ingresos financieros	3.089.077	3.553.965	1.287.356	1.853.629	21.330.404	21.860.531	2.423.806	1.465.428	2.022.947	456.067	-	-	30.153.590	29.189.620	
Gastos financieros	(374.763)	(1.877.168)	(5.770.541)	(3.813.517)	(43.940.824)	(39.795.833)	(9.209.773)	(9.612.346)	(2.997.565)	(3.934.486)	-	-	(62.293.465)	(59.033.350)	
Resultados por Unidades de Reajuste	809.659	262.805	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	809.659	262.805	
Diferencias de cambio	113.987	(243.847)	102.900	213.843	251.146	926.083	46.383	(7.058)	37.724	(4.335)	-	(7.037)	552.140	877.649	
Positivas	243.429	45.153	185.975	282.403	738.042	1.459.528	176.369	79.541	71.314	113.583	-	(7.037)	1.415.129	1.973.171	
Negativas	(129.442)	(289.000)	(83.075)	(68.560)	(486.896)	(533.445)	(129.986)	(86.599)	(33.590)	(117.918)	-	-	(862.990)	(1.095.522)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	137.784	-	-	-	(6.566.273)	-	-	-	-	-	(6.428.489)	-	
Resultados en Ventas de Activos	(75.312)	411	-	-	-	-	11.604	12.915	(1.743)	-	-	-	(65.451)	13.326	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	38.578.726	31.774.759	(13.443.779)	(2.917.079)	74.480.046	70.094.911	47.438.517	13.128.515	15.822.213	13.208.249	-	(7.037)	162.875.723	125.282.318	
Impuesto Sobre Sociedades	(4.177.553)	(7.315.746)	(836.566)	991.051	(21.183.883)	(10.422.264)	(17.444.408)	(14.358.135)	(3.597.530)	(4.291.709)	-	-	(47.239.940)	(35.396.803)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	34.401.173	24.459.013	(14.280.345)	(1.926.028)	53.296.162	59.672.647	29.994.109	(1.229.620)	12.224.683	8.916.540	-	(7.037)	115.635.783	89.885.515	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	34.401.173	24.459.013	(14.280.345)	(1.926.028)	53.296.162	59.672.647	29.994.109	(1.229.620)	12.224.683	8.916.540	-	(7.037)	115.635.783	89.885.515	
RESULTADO DEL PERÍODO	34.401.173	24.459.013	(14.280.345)	(1.926.028)	53.296.162	59.672.647	29.994.109	(1.229.620)	12.224.683	8.916.540	-	(7.037)	115.635.783	89.885.515	
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 31 de marzo de			Liberación de garantías					
				Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2012	dic-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	Activos
	Nombre	Relación													
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	53.797.939	M\$	68.599.350	73.262.031	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	10.183.170	M\$	4.874.400	5.192.000	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	92.882.300	M\$	5.188.899	7.127.904	-	-	-	-	-	-
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de Cobranza	M\$	20.588.247	M\$	15.110.640	16.095.200	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	101.749.893	109.265.974	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	29.441.376	M\$	60.479.254	55.264.828	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	10.023.467	M\$	131.277.955	140.483.626	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	14.051.508	M\$	90.734.350	99.126.606	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	162.389.319	M\$	36.265.559	38.087.401	-	-	-	-	-	-

Al 31 de marzo de 2012 Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 26.628.159.022 (M\$ 31.468.048.826 al 31 de marzo de 2011).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de marzo de			Liberación de garantías					
			Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2012	dic-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	
	Nombre	Relación												
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	55.103.409	M\$	55.103.409	55.410.663	-	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	20.349.295	M\$	20.349.295	21.553.733	-	-	-	-	-	-

34.3 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enersis y sus filiales son los siguientes:

1.- La Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, promulgada el 6 de enero de 2002 por las autoridades argentinas, dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur. Esa norma preveía, además, que los contratos de concesión de servicios públicos se renegociasen en un plazo razonable para adaptarlos a la nueva situación. Sin embargo, la falta de renegociación del contrato de concesión de Edesur motivó que Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaran en el año 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"). En el memorial de demanda se solicitó, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960; por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US\$318.780.600, en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, demandan las cantidades que resulten de los daños generador a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US\$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. El 15 de junio de 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, la cual no fue objetada por el Parlamento argentino y que fue luego ratificada por el Poder Ejecutivo. En el Acta Acuerdo se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarán las condiciones para un período tarifario ordinario de cinco años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, suspensión que ha ido renovándose año a año, a solicitud de las demandantes. Con fecha 13 de octubre de 2010 el Tribunal comunicó la suspensión del procedimiento hasta el día 6 de octubre de 2011. Al concluir dicho plazo el Tribunal solicitaría a las partes que le informaren respecto a la situación que guarda el proceso de negociación de conformidad con el Acta Acuerdo, lo que hasta la fecha no ha ocurrido.

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

2.-Meridional Servicios, Emprendimientos y Participaciones (“Meridional”) es una empresa cuyo único activo son los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (“CELF”). El contrato fue rescindido por CELF con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a Meridional, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución el cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaración (con el objeto de aclarar una omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (en Brasilia). El 30 de agosto de 2011 el proceso se envió al Ministerio Público, y el 13 de diciembre de 2011 el proceso al Ministro Relator del Tribunal Superior de Justiça(STJ). En 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a Meridional. Ampla ofreció Agravo Regimental contra la decisión del Ministro. El Estado do Rio de Janeiro también ofreció Recurso contra esta decisión. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente US\$439 millones.

3.- El 19 de marzo de 2009 el Tribunal Arbitral constituido por la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas de Rio de Janeiro emitió un laudo en virtud de la demanda arbitral interpuesta en 2005 por Enertrade Comercializadora de Energía S.A. (“Enertrade”) contra la filial brasilera de distribución Ampla Energía e Serviços S.A., derivada de diferencias en un contrato de suministro de energía eléctrica. El laudo arbitral condena a Ampla a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 1ero. de enero de 2004 al 28 de agosto de 2006, actualizado y con intereses; ii) pagar los meses de octubre a diciembre de 2003 actualizado y con intereses, más multa de un 2%, disponiendo igualmente la resolución del contrato de suministro existente a partir del 26 de agosto de 2006. Ampla presentó un recurso de nulidad contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de “anticipación de tutela”, para que fuera suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente el litigio pendiente de Enertrade contra Aneel (“Mandato de Seguridad”), donde se discute la aprobación administrativa del mismo contrato de compraventa de energía objeto del arbitraje. En mayo de 2009 se otorgó la “anticipación de tutela”, suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. La cuantía se estima en aproximadamente US\$54 millones. Enertrade ha interpuesto diversos recursos para tratar de revocar las medidas

cautelares anteriormente indicadas, manteniéndose la suspensión de los efectos del laudo arbitral. Paralelamente Ampla y Enertrade han intentado alcanzar un acuerdo, sin embargo las negociaciones no han fructificado. En mayo de 2011 AMPLA pidió el seguimiento del proceso con juzgamiento del mérito y durante el mes de septiembre de ese año AMPLA presentó un Memorial al Juez, en razón del cambio de Jueces en el proceso. El 1 de marzo de 2012 AMPLA pidió el seguimiento del proceso con juicio del fondo una vez más. La causa se encuentra en estado de pronunciarse sentencia de primera instancia.

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demandó a la filial brasilera de distribución Ampla la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra en primera instancia y se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor cuyos fundamentos también son las interrupciones de energía. El juez determinó que se realizara una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla. El 4 de marzo de 2011 se pidió por Ampla se declare la nulidad de la pericia, en razón de los equívocos y contradicciones del perito, solicitando la realización de una nueva pericia. El 2 de marzo de 2012 las partes se manifestaron sobre el laudo pericial, y en 20 de marzo de 2012 el proceso fue al Ministerio Público. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente US\$60,93 millones

5.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energía). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 64,57 millones y demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. En noviembre de 2009 CIEN contestó la demanda, alegando en resumen que la indisponibilidad proviene de la “Crisis Argentina”, país del cual CIEN importa toda la energía que entrega, cuando sea necesario, a Tractebel. Se alega también que la “Crisis Argentina” fue un evento extraordinario, en el cual CIEN no tuvo ninguna participación, y que ésta situación fue inclusive reconocida por las autoridades brasileñas en la época. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. En octubre de 2011 Tractebel presentó su manifestación sobre los documentos presentados por CIEN y el proceso fue enviado en noviembre para análisis del Juez, el cual podrá abrir nuevo plazo para manifestación de CIEN o iniciar fase de producción de pruebas.

6.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A. y notificada el 15 de junio de 2010, en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700MW de potencia firme con energía

asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissao de Interligacao, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (US\$ 285,82 millones aprox.), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, actualizada monetariamente en los términos del mismo y aumentada con los intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”; y a otros conceptos para ser determinados en la sentencia definitiva. La fase de pruebas ha concluido y respecto de los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada con fecha 14 de junio de 2011, por la 12ª. Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado Recurso Especial contra esta última resolución, la cual deberá ser juzgado por el Superior Tribunal de Justicia en Brasilia. En la actualidad está pendiente la resolución de la demanda.

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

Cámara Superior de Recursos Fiscales. Dicho recurso que tenía por finalidad que el Recurso Especial fuera acogido, fue juzgado en contra de Ampla. En mayo de 2010, Ampla fue notificada de esta decisión. En julio de 2010, Ampla recibió intimación de diligencia para presentar los montos que representen los ingresos financieros. El 26 de julio de 2010, Ampla presentó su contestación a la intimación de diligencia. Se encuentra pendiente el fallo del Recurso Especial presentado por la Hacienda Nacional. También está pendiente el fallo del recurso que presentó AMPLA ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a US\$ 95,70 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 re-financiar 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, en 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\$ 435,48 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\$ 111,07 millones.

10.- A fines de 2002, nuestra filial brasilera de generación CGTF interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem “Otros Grupos Electrógenos”, con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). La Unión Federal argumenta que los bienes importados no corresponden a grupos electrógenos. CGTF obtuvo resolución incidental a su favor que permitió des-aduanar los bienes con tasa 0%, previo depósito judicial. En septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo 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 2° instancia. En diciembre de 2009 se resolvió a favor de CGTF el recurso de aclaración interpuesto por la Unión. En marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia). En Junio de 2011 se dictó resolución que rechazó el recurso especial presentado por la Hacienda Pública. En Agosto de 2011, la Hacienda Pública fue notificada del rechazo del recurso especial recurrió en contra de dicha decisión. En Septiembre de 2011 CGTF evacuó su traslado respecto del anterior recurso, quedando el mismo pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 46,46 millones.

11.- En el ejercicio año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de ENDESA CHILE, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa

perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. A la presente fecha en este proceso judicial se dictó la resolución que recibió la causa a prueba, existiendo actualmente recursos de reposición pendientes de resolver por el tribunal. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En cuanto a su tramitación se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa, relacionados con el Proyecto Neltume, respecto de la cual se solicitó su alzamiento, petición que fue denegada, habiéndose apelado de esta resolución cuya denegación fue finalmente confirmada. Acto seguido se solicitó la sustitución de la cautelar por una fianza nominal de Enigesa, , solicitud que fue denegada, dicha resolución, fue objeto de recurso de apelación por parte de Endesa, el que a su vez también fue denegado. En cuanto al fondo se dictó el auto de prueba, las partes interpusieron recursos de reposición los que se encuentran pendientes de resolverse.

12.- Existen cinco procesos judiciales iniciados en los años 2008, 2009 y 2011 en contra de PANGUE S.A., los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones a consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangué, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. PANGUE S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales. La cuantía de estos cinco procesos asciende en conjunto a \$17.718.704.000 (US\$ 36,35 millones). En dos de estos juicios se ha dictado sentencia favorable a PANGUE S.A., habiéndose interpuesto por los demandantes recurso de apelación, encontrándose actualmente uno de ellos pendiente su fallo ante la Corte de Apelaciones de Concepción y el otro terminado con fallo favorable de segunda instancia de fecha 26 de mayo de 2011, por rechazo de recurso de casación en el fondo interpuesto por los demandantes ante la Corte Suprema. Los otros dos procesos se encuentran a la espera que sean citadas las partes a oír sentencia y en estado de dictarse sentencia. El último de ellos se encuentra terminado con sentencia firme y ejecutoriada que declara el abandono del procedimiento. Cabe señalar que estos procesos están cubiertos por una compañía de seguros.

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 dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes. 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 debía haber sido 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\$ 29,97 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. En uno de ellos (Rol 7036-2010), se resolvieron las reposiciones al auto de prueba a con fecha 5 de octubre de 2011, iniciándose en consecuencia el periodo probatorio, el que se encuentra vencido con diligencias pendientes de absolución de posiciones y peritajes; en el otro, (Rol 6705-23010), con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declara abandonado el procedimiento.

En las causas de Transportes Silva y Silva Ltda se solicitó se declare abandonado el procedimiento, solicitud que a la fecha no ha sido proveída. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

15.- Con fecha 18 de enero de 2011 se constituyó el Tribunal Arbitral del juicio caratulado “Empresa Nacional de Electricidad S.A. con CMPC Celulosa S.A.”, iniciado a requerimiento de ENDESA CHILE para la determinación del monto de los perjuicios que la sentencia arbitral dictada en otro arbitraje entre las partes, de fecha 27 de marzo de 2009, que en fallo de mayoría, reconoció a Endesa Chile por los sobreconsumos del contrato de suministro de energía y potencia celebrado entre las partes con fecha 31 de mayo de 2003. Una vez ejecutoriado el fallo arbitral en el año 2010, ENDESA CHILE con fecha 15 de abril de 2011 inició un nuevo juicio arbitral para determinar el monto de los perjuicios reconocidos en la sentencia arbitral del año 2009. La cuantía del juicio es de \$ 41.864.543.390 (US\$ 85,88 millones). En este caso, se alcanzó un acuerdo que implica pagos y prestaciones por parte de CMPC a Endesa Chile por aproximadamente 60 MMUSD (Ver nota 36).

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\$1.647,041 millones Emgesa S.A. ESP solicitó la vinculación de aproximadamente 60 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo. El día 29 de junio de 2010 se puso en conocimiento de las partes un incidente promovido por el apoderado de los demandantes, en virtud del cual busca se declare la nulidad de lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca con posterioridad al 1 de agosto de 2006, por entender que a partir de dicha fecha el Tribunal perdió la competencia para conocer del presente trámite ya que a partir de ese momento entraron en funcionamiento los Juzgados Administrativos del Circuito, los cuales eran los competentes para conocer de las acciones de grupo y acciones populares de conformidad con lo indicado en la Ley 472 de 1998. Emgesa se pronunció al respecto oportunamente, aduciendo la impertinencia e ilegalidad de dicha nulidad. Actualmente la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá, el cual a su vez lo envía al Consejo de Estado para resolver apelación en contra del auto admisorio promovido por Alpina. Pendiente resolver recurso de apelación.

17.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal. En febrero de 2012 se notificó resolución por la cual el Tribunal Fiscal resuelve en última instancia administrativa, el litigio de EDEGEL por Impuesto a la Renta ejercicio 1999, sobre revaluación voluntaria de activos. El Tribunal ha resuelto a favor de la empresa para el caso de Central Huinco (obras civiles) y la Central Matucana (obras civiles, equipos y maquinarias y otros activos), y en contra respecto de las demás centrales (Santa Rosa, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní, disponiendo que la SUNAT “proceda al recálculo de la deuda”. Respecto del ejercicio

1999, se está a la espera de que SUNAT notifique la Resolución de Intendencia por la cual reliquide la deuda, dando cumplimiento a lo ordenado por el Tribunal Fiscal y respecto de los ejercicios 2000 y 2001: se está a la espera de presentar informe oral y posterior Resolución por el Tribunal Fiscal. La cuantía de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$52,82 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\$ 53,60 millones.

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

La Administración de Enersis S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados. (Ver nota 22.a)

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

34.4 Restricciones financieras.

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

1.- Incumplimiento cruzado o Cross Default

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

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

2.- Covenants Financieros

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

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

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 590.322 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de marzo de 2012, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 6.846.277 millones.

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de marzo de 2012, la Razón de Endeudamiento fue de 0,97.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes; Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos Intangibles Identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los Activos Comprometidos a través de Garantías Directas. Por otro lado los Pasivos Exigibles No Garantizados se considera la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, descontando los Pasivos Garantizados a través de Garantías Directas. Al 31 de marzo de 2012, la relación mencionada fue de 1,72.

Además, el resto de la deuda de Enersis S.A. incluye otros covenants como razones de endeudamiento, razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de marzo de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Enersis S.A. era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York que vence en diciembre de 2012, el cual nunca ha sido desembolsado.

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

Serie H y K

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras será la suma entre Préstamos que Devengan Intereses, Corriente, Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes, Otros Pasivos Financieros, Corrientes, Otros Pasivos Financieros, No Corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total será la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de marzo de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,38.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 755.796 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Al 31 de marzo de 2012, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.595.037 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros será el cociente entre: i) el Resultado Bruto de Explotación, más Ingresos Financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos Financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de marzo de 2012, la relación mencionada fue de 7,48.

- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas será la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de marzo de 2012, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 230,5 millones.

Serie M

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

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H y K.

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

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

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

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales con vencimiento en abril de 2022 y en una deuda con el Banco de Crédito con vencimiento en septiembre de 2018. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razones de Endeudamiento, Razón de Apalancamiento, Cobertura de Intereses, Razón Patrimonio a Deuda y Deuda a Patrimonio y Capacidad de pago de la deuda (Razón Deuda/EBITDA). Al 31 de marzo de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al 2° programa de bonos locales que vence en enero de 2014.

En Brasil, la deuda de Cien incluye covenants de Deuda Neta Ajustada sobre EBITDA y sobre Fondos Propios más Minoritarios. Al 31 de marzo de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Cien era la razón Deuda/EBITDA, correspondiente a las cédulas de crédito bancarias que vencen en diciembre de 2012. Este covenant se calcula sobre los Estados Financieros consolidados del garante, Endesa Brasil. Por su parte, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Cobertura de Intereses, Ratio Pasivos sobre Activos, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA / Gastos Financieros). Al 31 de marzo de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Pasivos sobre Activos, correspondiente a la deuda con BEI que vence en junio de 2012. Por último, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda, capacidad de pago de intereses y Exigencias de corto plazo (Ratio Deuda de Corto Plazo sobre EBITDA). Al 31 de marzo de 2012, el covenant

financiero más restrictivo de Ampla era el de Capacidad de pago de la deuda, correspondiente a la 4ª Emisión de bonos locales que vence en agosto de 2012.

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

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

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

Al 31 de marzo de 2012 y al 31 de marzo de 2011, ni Enersis S.A. ni Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales, se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la única excepción de Endesa Costanera, nuestra filial argentina de generación, que aún no ha efectuado el pago de la cuota de US\$ 17,6 millones de un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation con vencimiento 30 de marzo de 2012. El no pago de esta cuota por parte de Endesa Costanera, que está siendo negociada para una eventual restructuración con el acreedor, análogamente a situaciones similares en el pasado y dentro de los periodos de cura establecidos contractualmente, no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis S.A. o Endesa Chile.

34.5 Otras informaciones.

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

35. DOTACIÓN.

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

País	31-03-2012				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	92	2.024	318	2.434	2.411
Argentina	42	2.429	880	3.351	3.340
Brasil	38	2.442	279	2.759	2.769
Perú	21	634	154	809	805
Colombia	27	1.549	54	1.630	1.616
Total	220	9.078	1.685	10.983	10.941

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

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

36. SANCIONES.

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

1.- Endesa Chile

Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de M\$ 652.663. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de ésta, ha deducido el recurso de reclamación correspondiente.

2.- Pehuenche

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

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

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

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, según resolución de la SVS, el Informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos una multa ascendente a 400 UF.

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

-Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de M\$ 284.712. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de ésta, ha deducido el recurso de reclamación correspondiente.

3.- Chilectra S.A.

-Para el período terminado al 31 de marzo de 2012, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con cuatro multas por fallas en el suministro eléctrico por un monto de M\$ 416.190. Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada con una multa, por los mismos conceptos antes indicados, por un monto de M\$29.323. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de cada una de ellas, ha deducido los recursos de reposición o reclamación, según corresponda.

4.- Edelnor S.A.

- Para el período terminado al 31 de marzo de 2012, Edelnor S.A. ha sido sancionada por una supuesta omisión parcial del impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio 2007 por un monto de soles peruanos S/17.568.000 (M\$ 3.210.853). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

- También durante el primer trimestre de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERG) le impuso diez sanciones a Edelnor S.A. por incumplimiento de normas de calidad técnica y comercial por un monto de soles peruanos S/105.000 (M\$ 19.191) y en 2011 cuarenta y siete sanciones por un monto de soles peruanos S/717.000 (M\$ 138.081).

5.- Edesur S.A.

Para el período terminado al 31 de marzo de 2012, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) con 468 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 690.693 (M\$ 6.205 pesos argentinos). Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada con 182 multas, por los mismos conceptos antes indicados, por un monto de M\$10.075.970 (M\$ 83.526 pesos argentinos)

6.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Para el período terminado al 31 de marzo de 2012, Hidroeléctrica el Chocón ha sido multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de extracción de aguas de sus cuencas por un monto de M\$ 341.706 (M\$ 3.069 de pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

7.- Endesa Costanera S.A.

Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) con 2 sanciones por un monto de M\$ 2.863 (M\$ 24 pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

8.- Ampla Energía

Para el período terminado al 31 de marzo de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 621.439 (MR\$ 2.323 de reales brasileños). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 1.959.386 (MR\$ 7.079 de reales brasileños).

La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo

9.- Coelce

Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con 3 multas por incumplimiento de normas técnicas por M\$ 386.674 (MR\$ 1.397 reales brasileños)

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

37. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS

- Con fecha 27 de abril de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 84) , y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°84 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 85 ascendente a \$4,28410 por acción.

ENDESA CHILE

- Con fecha 20 de abril de 2012, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045 y la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros se informó el siguiente hecho esencial:

Con fecha 19 de abril de 2012, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) y CMPC Celulosa S.A. (CMPC) han suscrito dos documentos denominados “Avenimiento y Finiquito Empresa Nacional de Electricidad S.A. CMPC Celulosa S.A.” y “Acuerdo de Determinación de Precios de Energía suministrada por Empresa Nacional de Electricidad S.A. a CMPC Celulosa S.A.”, mediante los cuales ponen término, mediante avenimiento, al juicio arbitral ante el Tribunal Arbitral integrado por Don Urbano Marín Vallejo, Doña Olga Feliú Segovia y Don Andrés Jana Linetzky, arbitraje que buscaba determinar el precio debido por CMPC a Endesa por los consumos que un arbitraje anterior, entre las mismas partes, había establecido que Endesa no estaba obligada a suministrar al precio establecido en la cláusula tercera del Contrato de Suministro de Potencia y Energía Eléctrica Asociada de fecha 31 de mayo de 2003.

A través de estos acuerdos de avenimiento, finiquito y acuerdo de determinación de precio, CMPC se obliga al pago de US\$59.900.000.- más IVA a través de un pago en efectivo en el año 2012 por US\$25.000.000.- y mediante fórmulas de reducciones de consumo y aportes de atributos de Energía Renovable No Convencional, que constituyen cuotas de saldo de precio a cancelar por CMPC garantizadas en los años 2012 y 2013 por un total de US\$34.900.000.- de la forma acordada en los instrumentos de cierre suscritos.

- Con fecha 27 de abril de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informaron los siguientes hechos esenciales:

- a) En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 51 de \$5,08439.- por acción) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$27,24259.- por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°51 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 52 ascendente a \$22,15820 por acción.
- b) En Junta Ordinaria de Accionistas de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada el día de ayer, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un periodo de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.

El directorio quedó conformado por las siguientes personas:

- Alfredo Arahuetes García
- Jaime Bauzá Bauzá
- Paolo Bondi
- Francesco Buresti
- Enrique Cibié Bluth
- Vittorio Corbo Lioi
- Felipe Lamarca Claro
- Manuel Morán Casero
- Jorge Rosenblut

En sesión ordinaria de directorio, celebrada con fecha 26 de abril del presente, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Jorge Rosenblut y como Vicepresidente al señor Paolo Bondi.

En la misma sesión, se acordó designar como miembros del comité de directores a los señores Jaime Bauzá Bauzá, Enrique Cibié Bluth y Felipe Lamarca Claro.

- Con fecha 31 de mayo de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros se informó el siguiente hecho esencial:

El Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrado en el día de hoy, acordó informar como un hecho esencial la decisión de solicitar a los representantes de la Compañía en el Directorio de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. que se convoque a un Directorio extraordinario en dicha sociedad, con el objeto que éste se pronuncie respecto de la suspensión de los estudios destinados a la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental del proyecto de transmisión asociado a las centrales hidroeléctricas, cuya Resolución de Calificación Ambiental (RCA) fue aprobada en el año 2011.

El Directorio acordó instruir a la administración ejecutiva considerar todas las variables que permitan un pronunciamiento técnico y fundamentado respecto de esta materia en el Directorio extraordinario de Hidroaysén.

El Directorio dejó constancia finalmente del compromiso permanente de Endesa Chile con el desarrollo eléctrico nacional y reiteró la opción y vocación histórica de Endesa Chile por una energía limpia, sostenible, renovable y local como lo es la energía hidroeléctrica.

- Con fecha 05 de junio de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros se informó el siguiente hecho esencial:

Complementando el hecho esencial de fecha 29 de febrero de 2012, en el que se informó que el Directorio de Endesa Chile había acordado proponer, en las instancias societarias de las respectivas filiales, dar inicio a una operación de simplificación societaria de determinadas filiales nacionales de la Compañía, a través de un proceso de fusiones escalonadas y sucesivas que implicará, en un proceso de reorganización societaria que se espera termine en el presente ejercicio, las fusiones de las filiales Ingendesa, Compañía Eléctrica San Isidro S.A., Empresa Eléctrica Pangué S.A., Central Eléctrica Tarapacá S.A., Inversiones Endesa Norte S.A., Enigesa, y Endesa Eco., informo a esa Superintendencia que ha culminado el trámite de legalización correspondiente a las primeras dos fusiones contempladas en este proceso, correspondiente en esta primera etapa a la fusión por absorción de Empresa Eléctrica Pangué S.A. por Empresa Eléctrica San Isidro S.A. y a la fusión por absorción de las sociedades Ingendesa y Enigesa por parte de la sociedad absorbente Endesa Norte S.A.

Ambas fusiones ya terminadas lo son con efectos legales a partir del 1° de mayo de 2012.

CHILECTRA

- Con fecha 27 de abril de 2012 se informó la renovación del directorio y designación del Vicepresidente del Directorio:

En junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2012, se designaron Directores de la Compañía a los señores:

- 1.- Sr. Juan María Moreno Mellado.
- 2.- Sra. Elena Salgado Méndez.
- 3.- Sr. José Luis Marín López-Otero
- 4.- Sr. Livio Gallo.
- 5.- Sr. Hernán Felipe Errázuriz Correa
- 6.- Sr. Marcelo Llévanes Rebolledo.

En Sesión Extraordinaria del directorio N°05/2012, celebrada El día 26 de abril de 2012, se procedió a nombrar Presidente del directorio a Don Juan María Moreno Mellado y Vicepresidente a Don Marcelo Llévanes Rebolledo.

- Con fecha 27 de abril de 2012 se informó cambio de política de dividendos de la sociedad:

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2012, se acordó no repartir un dividendo adicional a los dividendos provisorios ya repartidos, como asimismo que el dividendo definitivo sea igual a la suma de la totalidad de los dividendos provisorios ya repartidos, esto es, \$130.216.492.981.- Respecto del total antes indicado, \$110.791.418.424.- se acordó imputarlos a las utilidades del ejercicio 2011 según sus estados financieros, y el saldo de \$19.425.074.557.- se acordó imputarlos a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores. En consideración a lo expuesto, no se pagará un dividendo adicional a los ya repartidos.

EDESUR

- Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un "Veedor" por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur. La designación de la figura del "veedor" no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur.

Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello, con fecha 20 de Julio, ha presentado el correspondiente recurso ante el ENRE.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 31 de marzo de 2012 y la fecha de emisión de los estados financieros.

38. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de marzo de 2012 y 2011 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-03-2012 M\$	31-03-2011 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.	130.242	-
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aires, seguimiento marino, etc).	16.710	7.951
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	18.712	33.310
Pehuenche	Gastos medio ambiente	522	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	115.114	118.092
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	-	2.169
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de arboles en AT, mateción de jardines, solidos contaminados con aceites.	194.930	-
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestón ambiental	-	4.048
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	1.216	2.642
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.	-	3.362
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	4.683
Total		477.446	176.257

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

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

31-03-2012										
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	188.051.592	1.103.617.217	1.291.668.809	(164.286.889)	(51.856.283)	(216.143.172)	252.987.056	(204.504.698)	48.482.359
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	31.832.137	35.528.343	67.360.480	(3.401.088)	(681.407)	(4.082.495)	1.399.784	(444.985)	954.799
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	3.495.191	234.979	3.730.169	(2.124.725)	(560.976)	(2.685.701)	1.296.565	(1.258.724)	37.841
Inversiones Distrilima S.A.	separado	6.637.399	43.892.073	50.529.472	(7.440)	-	(7.440)	-	6.565.943	6.565.943
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	87.959.840	414.358.581	502.318.420	(137.317.516)	(182.934.891)	(320.252.407)	92.073.063	(79.848.379)	12.224.683
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	691.222.892	3.268.112.572	3.959.335.464	(587.385.715)	(964.005.217)	(1.551.390.931)	296.076.568	(260.805.629)	35.270.939
Endesa Eco S.A.	separado	4.521.630	132.799.404	137.321.034	(143.352.233)	(2.117.461)	(145.469.695)	1.601.833	(6.800.732)	(5.198.899)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	41.580.484	232.853.548	274.434.032	(36.598.586)	(38.510.011)	(75.108.596)	35.342.207	(10.903.033)	24.439.174
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	95.247.592	76.579.748	171.827.340	(87.040.782)	(8.848.734)	(95.889.516)	61.834.517	(50.307.376)	11.527.142
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	27.961.946	130.998.274	158.960.220	(29.487.560)	(13.040.273)	(42.527.833)	16.669.153	(6.216.798)	10.452.355
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	30.070.919	79.404.191	109.475.110	(13.054.498)	(5.689.127)	(18.743.625)	10.229.951	(11.063.641)	(833.690)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	41	25.157.716	25.157.757	(3.718.245)	-	(3.718.245)	-	(77.210)	(77.210)
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	separado	85.746.531	291.308.868	377.055.400	(63.650.566)	(40.579.650)	(104.230.216)	25.722.241	(19.437.288)	6.284.953
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	29.900.116	13.933.003	43.833.119	(3.032.057)	(11.380.342)	(14.412.399)	2.937.803	(1.203.669)	1.734.134
Endesa Argentina S.A.	separado	11.328.732	31.877.598	43.206.330	(129.584)	-	(129.584)	-	2.122.628	2.122.628
Endesa Costanera S.A.	separado	43.151.033	125.932.093	169.083.126	(143.402.435)	(58.666.441)	(202.068.876)	46.787.479	(58.885.768)	(12.098.290)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	24.459.036	147.156.218	171.615.254	(25.791.582)	(59.961.929)	(85.753.511)	11.295.328	(8.763.842)	2.531.486
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	225.444.310	1.428.117.605	1.653.561.915	(357.276.750)	(539.879.789)	(897.156.539)	134.835.774	(85.265.706)	49.570.068
Generandes Perú S.A.	separado	1.521.992	197.047.257	198.569.249	(1.278.539)	-	(1.278.539)	-	1.363.593	1.363.593
Edegel S.A.A.	separado	70.848.604	664.598.867	735.445.471	(61.320.890)	(251.296.446)	(312.617.336)	62.767.367	(58.227.574)	4.539.793
Chinango S.A.C.	separado	7.109.867	105.592.205	112.702.072	(14.254.221)	(39.877.419)	(54.131.641)	7.856.833	(4.642.018)	3.214.815
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	9.720.944	118.388.893	128.109.837	(5.549.467)	(1.035.256)	(6.584.723)	-	(1.220.463)	(1.220.463)
Endesa Brasil S.A.	separado	137.735.547	1.029.683.210	1.167.418.758	(4.024.909)	(26.211)	(4.051.120)	-	1.267.394	1.267.394
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	94.017.438	154.386.723	248.404.161	(39.952.469)	(35.438.554)	(75.391.023)	32.334.415	(21.418.858)	10.915.557
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	123.301.874	137.465.197	260.767.070	(16.502.575)	(4.019.268)	(20.521.842)	33.695.170	(12.548.581)	21.146.590
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	36.535.266	277.650.440	314.185.706	(155.879.048)	(10.475.563)	(166.354.610)	17.790.286	(13.771.885)	4.018.401
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	17.597.289	3.670.029	21.267.317	(3.849.272)	(15.174.964)	(19.024.236)	649.578	(693.299)	(43.721)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	226.549.110	729.780.240	956.329.350	(178.912.563)	(293.378.789)	(472.291.352)	215.339.856	(181.711.775)	33.628.082
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	2.473.611	168.292	2.641.903	(889.987)	(806)	(890.793)	1.570.591	(1.203.985)	366.606
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	214.438.262	1.070.528.075	1.284.966.337	(286.878.748)	(522.017.565)	(808.896.312)	288.721.723	(269.053.642)	19.668.081
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	1.467.824	96.355.946	97.823.770	(51.308.287)	-	(51.308.287)	-	(1.405.112)	(1.405.112)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	236.159.691	936.938.519	1.173.098.210	(310.225.979)	(363.649.213)	(673.875.192)	204.205.575	(168.676.869)	35.528.707
Inversora Codensa S.A.	separado	1.059	77	1.136	(1.269)	-	(1.269)	-	(1.268)	(1.268)
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	separado	23.401.166	97.658.349	121.059.516	(24.936.111)	(35.589.811)	(60.525.922)	19.640.802	(17.535.217)	2.105.585
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	78.711.484	257.412.808	336.124.292	(308.222.307)	(37.471.954)	(345.694.260)	82.262.207	(96.542.552)	(14.280.345)

Chilectra S.A.
 Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.
 Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.
 Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.
 ICT Servicios Informáticos Ltda.
 Inversiones Distritalima S.A.
 Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.
 Empresa Nacional de Electricidad S.A.
 Endesa Eco S.A.
 Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.
 Compañía Eléctrica San Isidro S.A.
 Empresa Eléctrica Panguo S.A.
 Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.
 Inversiones Endesa Norte S.A.
 Inversiones Gasatamarca Holding Ltda.
 Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.
 Endesa Argentina S.A.
 Endesa Costanera S.A.
 Hidroeléctrica El Chocón S.A.
 Emgesa S.A. E.S.P.
 Generandes Perú S.A.
 Edegel S.A.A.
 Chinango S.A.C.
 Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.
 Endesa Brasil S.A.
 Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.
 Centrales Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.
 Compañía de Interconexión Energética S.A.
 Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.
 Compañía Energética Do Ceará S.A.
 EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.
 Ampla Energia E Serviços S.A.
 Ampla Investimentos E Serviços S.A.
 Compañía Distribuidora y Comercializadora de Inversora Codensa S.A.
 Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.
 Empresa Distribuidora Sur S.A.

31-12-2011									
Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$
consolidado	193.667.154	1.116.514.950	1.310.182.104	(196.759.945)	(52.473.555)	(249.233.500)	1.035.360.191	(924.569.246)	110.790.945
consolidado	-	-	-	-	-	-	6.690.708	(6.561.185)	129.523
consolidado	30.451.690	36.347.961	66.799.651	(3.801.501)	(675.754)	(4.477.255)	7.741.781	(1.479.399)	6.262.382
consolidado	-	-	-	-	-	-	15.582.078	(16.890.062)	(1.307.984)
separado	3.386.984	296.193	3.683.177	(2.119.237)	(557.313)	(2.676.550)	5.897.820	(5.282.766)	615.054
separado	73.612	53.558.686	53.632.298	(8.288)	-	(8.288)	12.106.048	(4.386)	12.101.662
separado	73.237.435	434.005.821	507.243.256	(103.696.328)	(210.609.245)	(314.305.573)	311.980.876	(270.687.421)	41.293.455
separado	723.937.172	3.238.686.083	3.962.623.255	(488.951.209)	(1.087.287.205)	(1.576.238.414)	1.184.084.739	(812.433.884)	371.650.855
separado	5.437.267	135.146.612	140.583.879	(139.297.158)	(8.360.757)	(147.657.915)	14.315.105	(11.047.198)	3.267.907
separado	56.656.641	234.597.656	291.254.497	(77.321.477)	(39.046.758)	(116.368.235)	195.003.413	(78.664.231)	116.339.182
separado	68.408.746	77.242.199	145.650.945	(71.972.413)	(9.267.849)	(81.240.262)	243.562.829	(199.292.302)	44.270.527
separado	34.480.062	131.950.788	166.430.850	(44.091.140)	(13.223.971)	(57.315.111)	119.050.275	(40.689.183)	78.361.092
separado	33.507.950	78.813.461	112.321.411	(15.031.457)	(5.726.043)	(20.757.500)	39.522.009	(38.375.668)	1.146.341
separado	41	25.157.716	25.157.757	(3.641.034)	-	(3.641.034)	-	(270.529)	(270.529)
separado	46.551.925	157.376.178	203.928.103	(38.726.488)	(22.904.207)	(61.630.695)	130.444.784	(112.562.946)	17.881.838
separado	29.481.896	15.071.789	44.553.685	(5.430.649)	(11.437.055)	(16.867.704)	7.687.068	(2.664.769)	5.022.299
separado	8.573.370	34.592.709	43.166.079	(103.684)	-	(103.684)	-	453.345	453.345
separado	58.093.676	141.156.445	199.250.121	(160.504.466)	(61.581.301)	(222.085.767)	341.636.333	(364.229.923)	(22.593.590)
separado	27.754.942	161.753.755	189.508.697	(24.739.392)	(69.116.012)	(93.855.404)	48.326.998	(36.168.754)	12.158.244
separado	239.044.005	1.393.219.292	1.632.263.297	(220.413.976)	(530.859.723)	(751.273.699)	496.479.981	(368.041.227)	128.438.754
separado	162.255	208.237.040	208.399.295	(9.633)	-	(9.633)	22.317.674	(180.671)	22.137.003
separado	70.142.623	709.616.464	779.759.087	(60.257.984)	(275.273.113)	(335.531.077)	214.815.328	(140.762.791)	74.052.537
separado	11.140.497	112.163.451	123.303.948	(22.972.026)	(42.065.340)	(65.037.368)	25.943.033	(17.770.892)	8.172.141
separado	5.227.686	59.098.190	64.325.876	(3.747.698)	(527.981)	(4.275.679)	-	(2.379.074)	(2.379.074)
separado	144.245.706	1.071.816.109	1.216.061.815	(5.924.851)	(2.225)	(5.927.076)	160.755.284	10.670.289	171.425.573
separado	85.453.417	162.710.126	248.163.543	(40.948.473)	(38.033.756)	(78.982.229)	127.130.032	(86.764.813)	40.365.219
separado	118.123.679	144.987.597	263.111.276	(29.508.803)	(4.697.541)	(34.206.344)	126.646.148	(12.834.467)	113.811.681
separado	25.633.963	292.499.911	318.033.874	(151.994.548)	(16.143.887)	(168.138.435)	54.757.129	(18.519.083)	36.238.046
separado	18.236.701	3.922.642	22.159.343	(3.751.001)	(15.927.509)	(19.678.510)	2.682.140	(2.906.410)	(224.270)
separado	202.961.217	773.140.433	976.101.650	(194.185.629)	(311.700.107)	(505.885.736)	805.668.597	(669.295.646)	136.372.951
separado	2.449.053	115.999	2.565.052	(1.071.810)	(38.388)	(1.110.198)	5.839.550	(4.878.723)	960.827
separado	215.407.325	1.102.615.089	1.318.022.414	(293.476.867)	(548.590.886)	(842.067.753)	979.024.498	(909.619.067)	69.405.431
separado	1.507.987	138.395.284	139.903.271	(51.994.249)	-	(51.994.249)	-	16.979.113	16.979.113
separado	1.669	46.733	48.402	(1.029.247)	-	(1.029.247)	-	(1.063.733)	(1.063.733)
separado	233.090.499	934.300.085	1.167.390.584	(294.852.363)	(379.922.653)	(674.775.016)	751.734.951	(663.876.013)	87.858.938
separado	1.076	76	1.152	(2)	(33)	(35)	-	-	-
separado	9.578.051	54.738.504	64.316.555	(10.724.651)	(17.255.717)	(27.980.368)	33.225.646	(30.053.506)	3.172.140

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso Chileno	0,00%	78,88%	78,88%	0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	Compania Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Brasil	Compra Y Venta de Productos Relacionados con la Electricidad
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
Extranjero	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso Argentino	0,00%	34,50%	34,50%	0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compania 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	Compania 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	Compania Distribuidora y Comercializadora de energia S.A.	Peso Colombiano	12,47%	9,35%	21,82%	12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
77.625.850-4	Consortio Ara- Ingendesa Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Consultora de Ingeniería de Proyectos
76.738.990-6	Consortio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeniería Básica Línea Maipo
77.573.910-K	Consortio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	30,15%	65,17%	35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de Servicios de Ingeniería
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	77,21%	93,23%	16,02%	77,21%	93,23%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue S.A.	Peso Chileno	0,00%	94,99%	94,99%	0,00%	94,99%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Brasil S.A.	Real	22,06%	49,46%	71,52%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,76%	69,76%	0,00%	69,76%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
Extranjero	EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Asociada	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Eólica Fanzenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Asociada	Brasil	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Administración y Dirección de Sociedades
Extranjero	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	49,99%	49,99%	0,00%	49,99%	49,99%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
77.032.280-4	Gasoducto Taltal Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.041.891-9	Hidroaysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollar Sistemas de Transmisión Eléctrica
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	15,38%	50,37%	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
Extranjero	Investluz S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96905700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Distribución de Gas
99.584.600-4	Sistema Sec S.A.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Control Conjunto	Chile	Provisión de Sistemas de Señalización, Electrificación y Comunicación
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
79197570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de Servicios de Ingeniería
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	99,85%	99,85%	0,00%	99,85%	99,85%	Asociada	Colombia	Administración de Puertos
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
Extranjero	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

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 2012 y ejercicio 2011

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

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

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2012			% Participación a 31/12/2011			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Market Place	Dólar	15,00%	0,00%	15,00%	15,00%	0,00%	15,00%	España	B2B (Nuevas Tecnologías)
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico

c. 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	03-2012							12-2011						
							Corriente más de 90 días			No Corriente				Corriente más de 90 días			No Corriente			
							Menos de 90 días	Total Corriente	Total No Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Total Corriente	Total No Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	17,73%	2,60%	40.423	134.742	175.165	323.382	-	3.186.271	3.509.653	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	3.890.223
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,91%	2,63%	56.592	188.641	245.233	452.739	-	4.460.785	4.913.524	60.638	203.903	264.541	489.101	-	-	489.101
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	2,64%	2,64%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.157.627
Extranjera	Edelnor	Perú	BBVA	Soles	4,92%	4,40%	89.781	299.271	389.052	718.250	-	8.296.182	9.014.432	99.201	333.576	432.777	800.145	-	9.525.160	10.325.305
Extranjera	Edelnor	Perú	Interbank	Soles	6,82%	5,72%	31.114	103.713	134.827	248.912	2.041.954	-	2.290.866	32.758	110.153	142.911	264.223	-	2.430.861	2.695.084
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	14,00%	14,00%	2.296.045	-	2.296.045	-	-	-	-	128.257	2.499.512	2.627.769	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	14,85%	14,85%	205.750	1.338.711	1.544.461	3.023.009	-	-	3.023.006	673.842	228.279	902.121	3.245.052	-	-	3.245.052
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	17,61%	17,61%	440.966	1.469.885	1.910.851	8.658.859	-	-	8.658.856	213.681	718.530	932.211	4.195.131	-	-	4.195.131
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	15,98%	15,98%	54.855	405.048	459.903	1.016.787	-	-	1.016.787	179.626	604.690	784.516	1.811.063	-	-	1.811.063
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	15,17%	15,17%	130.959	880.927	1.011.886	2.083.156	-	-	2.083.156	435.062	483.752	918.814	2.896.973	-	-	2.896.973
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	16,20%	16,20%	163.699	1.101.159	1.264.858	2.603.944	-	-	2.603.944	6.354.203	1.169.601	7.523.804	9.498.494	-	-	9.498.494
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de Galicia	\$ Arg	16,27%	16,27%	43.051	143.503	186.554	1.211.442	-	-	1.211.442	2.120.536	1.891.956	4.012.492	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	24,96%	24,96%	1.733.144	22.220	1.755.364	-	-	-	151.298	508.762	660.060	3.474.143	-	-	-	3.474.143
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Itau	\$ Arg	19,91%	19,91%	136.443	454.811	591.254	3.050.361	-	-	3.050.361	288.456	4.819.512	5.107.968	2.454.313	-	-	2.454.313
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	16,00%	16,00%	2.537.222	6.944.240	9.481.462	-	-	-	124.577	158.143	282.720	1.364.912	-	-	-	1.364.912
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander Rio IMPORTACIONES	US\$	16,00%	16,00%	1.353	204.267	205.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Davivienda	\$ Col	7,88%	6,99%	56.217	-	56.217	-	-	-	-	138.411	8.481.828	8.620.239	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	7,98%	6,99%	122.346	6.216.630	6.338.976	-	-	-	-	99.148	6.208.686	6.307.834	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	7,88%	6,99%	132.610	-	132.610	-	-	-	-	326.504	20.008.140	20.334.644	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	7,88%	6,99%	147.017	-	147.017	-	-	-	-	361.976	22.181.880	22.543.856	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Colombia	Banco Santander Central Hispano	\$ Col	7,88%	6,99%	167.382	-	167.382	-	-	-	-	412.115	25.254.372	25.666.487	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	13,11%	12,26%	159.408	5.290.112	5.449.520	-	-	-	-	166.419	3.156.573	3.322.992	2.652.744	-	-	2.652.744
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,00%	5,00%	-	-	-	-	-	-	-	156.279	-	156.279	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	18,85%	15,82%	715.731	480.816	1.196.547	-	-	-	-	1.382.931	1.533.096	2.916.027	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	15,00%	15,00%	1.836.762	-	1.836.762	-	-	-	-	10.746.076	1.949.571	12.695.647	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itau	\$ Arg	18,12%	18,12%	1.758.766	-	1.758.766	-	-	-	-	3.503.302	-	3.503.302	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	13,00%	13,00%	37.260	-	37.260	-	-	-	-	1.478.241	-	1.478.241	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	20,66%	15,00%	11.954	-	11.954	-	-	-	-	1.105.942	-	1.105.942	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	US\$	5,32%	5,32%	393.580	1.460	395.040	-	-	-	-	209.622	-	209.622	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	15,19%	6,70%	11.250	-	11.250	-	-	-	-	4.670.705	-	4.670.705	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	18,41%	14,75%	127.867	2.905.341	3.033.208	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	15,40%	15,40%	1.275.147	-	1.275.147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Superville	\$ Arg	13,00%	13,00%	2.354.820	-	2.354.820	-	-	-	-	832.611	-	832.611	-	-	-	-
91.081.000-E Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	5,96%	5,96%	41.531	916.771	958.302	1.750.480	409.303	-	-	2.159.783	53.521	1.002.756	1.056.277	1.915.379	876.746	-	2.792.125
91.081.000-E Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	2,50%	2,50%	357.527	371.730	729.257	1.061.465	-	-	-	1.061.465	379.501	764.980	1.144.481	1.132.904	-	-	1.132.904
91.081.000-E Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US\$	9,91%	1,65%	465.690	1.552.298	2.017.988	99.473.694	-	-	-	99.473.694	473.367	1.591.761	2.065.128	106.583.616	-	-	106.583.616
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	9,41%	3,80%	479.838	1.410.180	1.890.018	3.284.277	-	-	-	3.284.277	518.208	1.530.246	2.048.454	3.576.867	402.643	3.979.510
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	3,80%	3,80%	1.438.619	4.228.102	5.666.721	9.850.366	-	-	-	9.850.366	1.611.491	4.749.662	6.361.153	10.912.983	1.209.420	12.122.403
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	ITAU - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	818.860	818.860	1.637.720	-	-	-	-	1.791.907	-	1.791.907	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	STANDARD - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	639.852	639.852	1.279.704	-	-	-	-	64.001	1.336.177	1.400.178	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	SANTANDER - Sindicado	\$ Arg	20,10%	20,10%	818.860	818.860	1.637.720	-	-	-	-	80.629	1.707.695	1.788.324	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	HIPOTECARIO - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	536.050	536.050	1.072.100	-	-	-	-	55.506	1.125.918	1.181.424	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	GALICIA - Sindicado	\$ Arg	18,67%	18,67%	255.077	255.077	510.154	-	-	-	-	26.301	535.888	562.189	-	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Citibank	\$ Arg	14,30%	14,30%	496.501	679.776	1.176.277	1.333.113	-	-	-	1.333.113	1.115.167	1.227.670	1.471.923	-	-	1.471.923
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	BBVA	\$ Arg	14,50%	14,50%	678.610	924.859	1.603.469	1.826.404	-	-	-	1.826.404	152.645	1.527.554	1.680.199	2.019.288	-	2.019.288
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Macro	\$ Arg	17,75%	17,75%	251.690	348.181	599.871	672.144	-	-	-	672.144	233.981	2.275.667	2.509.648	2.994.506	-	2.994.506
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander Rio - Sindicado	\$ Arg	17,44%	17,44%	170.602	1.101.420	1.272.022	2.813.398	-	-	-	2.813.398	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	7.474.292
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Industrial de Azul	\$ Arg	17,14%	17,14%	1.279.121	4.365.397	5.644.518	10.489.684	-	-	-	10.489.684	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	7.474.292
Totales							117.015.946	163.661.815	280.677.761	307.454.919	123.792.155	58.176.499	489.423.573	77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente				No Corriente				Corriente				No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento		Total No Corriente al 31/03/2012	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2011				
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años		Más de Cinco Años	Uno a Tres Meses		Tres a Doce Meses	Uno a Tres Años		Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	US\$	7,44%	13.891.407	46.304.693	60.196.100	434.998.154	321.055.404	211.181.262	967.234.820	22.439.241	48.971.036	71.410.277	481.039.815	346.571.275	425.876.193	1.253.487.283		
Chile	U.F.	10,01%	9.907.326	32.655.984	42.563.310	76.576.796	199.118.215	368.785.773	644.480.784	41.003.385	39.199.072	80.202.457	89.539.138	263.688.193	527.887.200	881.114.531		
Perú	US\$	6,73%	772.057	12.055.825	12.827.882	17.714.828	13.404.343	18.118.288	49.237.459	853.625	2.238.831	3.092.456	15.656.525	27.138.567	24.540.662	67.335.754		
Perú	Soles	6,78%	10.221.974	43.852.890	54.074.864	63.032.490	47.588.913	41.142.163	151.763.566	31.909.724	18.212.792	50.122.516	81.151.846	50.536.091	48.755.116	180.443.053		
Argentina	\$ Arg	11,78%	3.774.258	-	3.774.258	-	-	-	-	116.551	4.100.169	4.216.720	-	-	-	-		
Colombia	\$ Col	8,50%	17.578.335	80.088.002	97.666.337	340.426.396	359.173.837	404.365.804	1.103.966.037	17.854.990	68.624.369	86.479.359	299.425.050	335.136.989	589.777.719	1.224.339.758		
Brasil	Real	12,11%	76.165.180	60.217.121	136.382.301	116.219.376	249.880.422	-	366.099.798	11.815.750	134.615.237	146.430.987	123.922.410	200.558.653	90.131.132	414.612.195		
			132.310.537	275.174.515	407.485.052	1.048.968.040	1.190.221.134	1.043.593.290	3.282.782.464	125.993.266	315.961.506	441.954.772	1.090.734.784	1.223.629.768	1.706.968.022	4.021.332.574		

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	03-2012								12-2011								
								Corriente			No Corriente			Total 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		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	Ampila	Brasil	BONOS	Brasil	Real	9,56%	9,56%	55.505.688	46.001.637	101.507.325	55.744.643	113.810.872	-	169.555.515	6.696.731	102.230.946	108.929.677	59.162.266	133.237.309	-	-	192.399.575		
Extranjera	Codensa	Colombia	B5	Colombia	\$ Col	32,27%	8,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	9,54%	8,51%	1.618.131	5.393.769	7.011.900	73.801.921	-	-	73.801.921	1.601.595	5.385.582	6.987.177	74.917.478	-	-	-	-	74.917.478	
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,82%	7,77%	879.853	2.932.844	3.812.697	7.038.826	46.652.382	-	53.691.208	863.459	2.903.500	3.766.959	6.964.604	52.594.867	-	-	-	59.559.471	
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,21%	6,21%	-	-	-	-	-	-	-	142.540	9.063.816	9.206.356	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	7,44%	6,37%	431.667	1.438.890	1.870.557	24.362.233	-	-	24.362.233	369.477	1.242.417	1.611.894	24.349.062	-	-	-	-	24.349.062	
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	9,14%	8,17%	468.558	1.561.859	2.030.417	21.745.857	-	-	21.745.857	467.694	1.572.686	2.040.380	22.071.605	-	-	-	-	22.071.605	
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	8,57%	7,50%	1.422.482	4.741.606	6.164.088	11.379.854	77.281.355	-	88.661.209	1.404.776	4.723.752	6.128.528	11.330.829	86.996.017	-	-	-	98.326.846	
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	8,82%	7,75%	479.077	1.596.925	2.076.002	3.832.619	28.744.476	-	32.577.095	469.953	1.580.283	2.050.236	3.790.614	32.393.688	-	-	-	36.184.302	
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	6,20%	5,13%	336.688	22.615.842	22.952.530	-	-	-	-	346.784	1.166.108	1.512.892	21.620.973	-	-	-	-	21.620.973	
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	7,11%	6,03%	699.783	2.332.611	3.032.394	5.598.267	41.696.501	-	47.294.768	717.221	2.411.754	3.128.975	5.785.056	46.931.965	-	-	-	52.717.021	
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú	Brasil	Real	12,81%	10,47%	17.466.868	3.573.405	21.040.273	34.933.742	-	-	34.933.742	2.539.943	23.718.519	26.258.462	43.973.620	34.824.619	-	-	-	78.798.239	
Extranjera	Coelce	Brasil	Santander	Brasil	Real	13,57%	13,57%	3.192.624	10.642.079	13.834.703	25.540.991	-	-	161.610.541	2.577.076	8.665.772	11.242.848	20.786.524	32.496.725	90.131.132	-	-	143.414.381	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,32%	6,31%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,33%	6,28%	72.166	240.555	312.721	577.331	6.629.159	-	7.206.490	75.800	254.886	330.686	611.394	1.775.041	5.728.426	-	-	8.114.861	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,30%	6,17%	71.809	239.364	311.173	574.473	5.781.145	-	6.355.618	75.424	253.624	329.048	608.367	6.582.587	-	-	-	7.190.954	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,77%	6,11%	61.734	205.781	267.515	3.977.562	-	-	3.977.562	64.842	218.041	282.883	4.267.060	-	-	-	-	4.267.060	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,52%	5,92%	74.310	4.783.320	4.857.630	-	-	-	-	78.051	262.457	340.508	4.868.653	-	-	-	-	4.868.653	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,46%	6,17%	73.595	4.805.708	4.879.303	24.532	-	-	24.532	77.300	259.934	337.234	4.919.966	-	-	-	-	4.919.966	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,64%	6,33%	75.739	252.463	328.202	4.610.882	-	-	4.610.882	79.552	267.504	347.056	4.950.085	-	-	-	-	4.950.085	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	5,97%	5,97%	-	-	-	-	-	-	-	160.276	-	160.276	-	-	-	-	-	-	10.819.378
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,39%	6,06%	77.774	259.248	337.022	622.195	2.385.080	6.446.436	9.453.711	83.851	281.959	365.810	2.639.913	-	8.220.849	-	-	10.860.762	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	9,07%	6,44%	107.250	357.501	464.751	5.408.056	-	-	5.408.056	115.630	388.820	504.450	5.903.654	-	-	-	-	5.903.654	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	7,84%	7,78%	77.902	259.674	337.576	5.764.527	-	-	5.764.527	83.988	282.422	366.410	677.444	6.208.170	-	-	-	6.885.614	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	7,18%	7,13%	55.512	185.042	240.554	3.480.310	-	-	3.480.310	59.850	201.252	261.102	3.783.487	-	-	-	-	3.783.487	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,68%	6,63%	81.222	270.742	351.964	649.780	-	-	5.721.136	5.920.916	87.568	294.460	382.028	706.319	6.190.863	-	-	6.897.182	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,05%	6,00%	73.560	245.200	318.760	588.480	5.281.864	-	-	5.870.344	79.307	266.681	345.988	6.096.813	-	-	-	6.736.498	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,52%	6,10%	79.307	264.356	343.663	634.455	5.737.399	-	-	6.371.854	85.503	287.515	373.018	689.660	6.853.252	-	-	7.542.912	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,61%	6,23%	85.332	284.440	369.772	5.475.246	-	-	5.475.246	89.628	301.387	391.015	5.873.636	-	-	-	-	5.873.636	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,49%	6,47%	73.953	246.509	320.462	4.708.295	-	-	4.708.295	77.676	261.195	338.871	5.051.067	-	-	-	-	5.051.067	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,17%	6,09%	70.380	234.600	304.980	4.771.530	-	-	4.771.530	73.923	248.577	322.500	5.114.463	-	-	-	-	5.114.463	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,06%	6,06%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,06%	6,06%	70.878	236.260	307.138	567.025	-	-	6.400.716	6.967.741	97.652	235.722	333.374	616.363	1.789.469	5.500.435	-	7.906.267	

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	03-2012							12-2011						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,40%	517.404	1.726.031	2.243.435	4.151.523	16.006.561	3.530.592	23.688.676	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	5,16%	2.012.344	5.993.073	8.005.417	11.623.314	23.217.292	-	34.840.606	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	27.292.271	-	39.150.493
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-	Gasred S.A.	Chile	US\$	9,38%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,40%	1.108.377	3.140.618	4.248.995	2.033.313	-	2.033.313	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	-	2.604.306
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	3,54%	146.320	579.479	725.799	503.869	-	-	503.869	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	673.700
Totales								3.784.445	11.439.201	15.223.646	18.312.019	39.223.853	3.530.592	61.066.464	4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	03-2012							12-2011						
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	1.145.245	15.153.516	16.298.761	32.348.550	22.841.310	-	55.189.860	14.958.554	10.030.787	24.989.341	32.747.272	24.243.194	-	56.990.466
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	16,08%	1.190.248	15.281.967	16.472.215	308.281	2.220.285	-	2.528.566	2.296.618	67.527	2.364.145	161.976	1.139.597	-	1.301.573
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,17%	659.117	1.040.955	1.700.072	3.404.038	-	-	3.404.038	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-
96.827.970-4	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%	-	3.921.713	3.921.713	-	-	10.808.211	10.808.211	-	3.930.734	3.930.734	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	US\$	10,75%	1.129.332	-	1.129.332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96963440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	172.819	9.537.989	9.710.808	-	-	-	-	10.193.375	-	10.193.375	-	-	-	-
Totales								4.296.761	44.936.140	49.232.901	36.060.869	25.061.595	10.808.211	71.930.675	27.995.745	14.913.813	42.909.558	32.909.248	25.382.791	-	58.292.039

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			50.154.663	42.323.083
	Dólares	Pesos chileno	44.205.609	22.805.258
	Dólares	Pesos Colombianos	11.883	5.634
	Dólares	Soles	145.648	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	5.791.523	16.310.223
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			10.087.330	10.100.793
	Dólares	Pesos chileno	10.087.330	10.100.793
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			26.165	379.862
	Dólares	Pesos chileno	26.165	379.862
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios			60.268.158	52.803.738
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			60.268.158	52.803.738
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			7.462.410	9.733.400
	Dólares	Pesos chileno	7.462.410	9.733.400
Plusvalía			455.967.504	477.068.142
	Reales	Soles	9.950.771	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	301.537.943	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.768.661	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	120.898.969	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	11.811.160	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			463.429.914	486.801.542
TOTAL ACTIVOS			523.698.072	539.605.280

		31-03-2012							31-12-2011							
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				
	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	más de 1 año a 3 años	más de 3 años a 5 años	más de 5 años	Total
			M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente
PASIVOS																
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		36.110.757	136.606.288	172.717.045	639.983.031	438.041.317	270.009.139	1.348.033.487	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750
	Dólares	Pesos chileno	15.446.378	64.331.225	79.777.603	541.435.316	337.471.268	225.520.065	1.104.426.649	23.913.216	58.161.835	82.075.051	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218
	Dólares	Reales	8.677.137	4.770.406	13.447.543	16.318.613	15.196.706	5.925.893	37.441.212	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
	Dólares	Soles	7.178.951	25.935.053	33.114.004	36.437.628	60.311.748	38.563.181	135.312.557	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	79.518.586	50.698.749	165.596.106
	Dólares	Peso Argentino	4.808.291	41.569.604	46.377.895	45.791.474	25.061.595	-	70.853.069	19.914.191	19.534.795	39.448.986	50.051.842	26.994.854	-	77.046.696
TOTAL PASIVOS			36.110.757	136.606.288	172.717.045	639.983.031	438.041.317	270.009.139	1.348.033.487	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750

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

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

a) Estratificación de la cartera

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-03-2012											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales bruto	501.905.261	85.978.965	32.646.824	21.049.917	7.295.481	6.625.632	7.796.769	8.351.147	4.841.704	323.742.490	1.000.234.191	171.965.969
Provisión de deterioro	(2.615.677)	(292.975)	(208.221)	(4.522.314)	(3.208.434)	(3.268.281)	(3.420.903)	(7.384.729)	(3.368.442)	(148.310.402)	(176.600.376)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	71.121.527	1.143.133	402.324	273.965	487.979	98.960	151.247	4.953.684	540.039	50.345.341	129.518.199	240.981.697
Provisión de deterioro	(1.354.827)	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.478.576)	(8.833.403)	-
Total	569.056.284	86.829.123	32.840.928	16.801.568	4.575.026	3.456.311	4.527.113	5.920.103	2.013.302	218.298.853	944.318.611	412.947.666

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

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al						Saldo al					
	31-03-2012						31-12-2011					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	8.761.390	493.957.478	95.644	19.199.929	8.857.034	513.157.407	7.908.458	518.483.225	92.748	20.756.846	8.001.206	539.240.071
Entre 1 y 30 días	1.724.781	78.632.936	11.141	2.289.844	1.735.922	80.922.780	2.128.913	75.776.994	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.684
Entre 31 y 60 días	417.788	27.631.451	32.077	5.807.996	449.865	33.439.447	423.750	28.581.321	49.184	7.091.515	472.934	35.672.836
Entre 61 y 90 días	122.935	14.943.774	333	1.978.132	123.268	16.921.906	133.395	11.303.110	795	1.343.007	134.190	12.646.116
Entre 91 y 120 días	114.494	7.489.023	97	1.323.844	114.591	8.812.867	113.101	6.997.749	6.420	1.260.655	119.521	8.258.404
Entre 121 y 150 días	102.262	6.019.224	90	1.209.559	102.352	7.228.783	98.637	4.702.593	8.836	1.216.584	107.473	5.919.176
Entre 151 y 180 días	90.602	5.719.960	3.456	2.292.517	94.058	8.012.477	89.794	4.348.370	8.423	2.116.440	98.217	6.464.810
Entre 181 y 210 días	35.426	4.730.775	234	1.033.366	35.660	5.764.142	36.235	3.498.728	3.180	1.083.419	39.415	4.582.147
Entre 211 y 250 días	22.130	4.458.408	29	957.751	22.159	5.416.159	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605
superior a 251 días	677.615	114.396.091	11.758	33.658.144	689.373	148.054.235	847.486	112.280.032	43.791	35.194.129	891.277	147.474.161
Total	12.069.423	757.979.121	154.859	69.751.082	12.224.282	827.730.203	11.803.877	769.134.321	231.968	75.203.691	12.035.845	844.338.012

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31-03-2012		31-12-2011	
	Numero de clientes	Monto M\$	Numero de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	36.204	21.839.623	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	12.177	26.042.237	11.033	26.318.280
Total	48.381	47.881.861	62.028	43.800.546

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-03-2012	31-03-2011
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	7.454.767	1.609.863
Provisión cartera repactada	233.782	527.254
Castigos del periodo	0	
Recuperos del periodo	(48.272)	(24.137.874)
Total	7.640.277	(22.000.757)

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-03-2012		31-03-2011	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provision deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.819.212	1.819.212	1.666.206	1.666.206
Monto de las operaciones M\$	7.640.227	7.640.277	(22.000.757)	(22.000.757)

ANEXO N°6.1 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO N° 14886 DE FECHA 18 DE JUNIO DE 2012:

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al 31-03-2012											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales Generación y transmisión	239.558.545	1.794.517	79.592	6.311.258	407.126	129.752	621.860	-	-	78.309.886	327.212.536	155.716.423	
-Grandes Clientes	196.921.984	1.794.517	79.592	6.311.258	407.126	129.752	621.860	-	-	78.309.886	284.575.976	21.317.363	
-Clientes Institucionales	42.636.561	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42.636.561	134.399.060	
Provision Deterioro	(1.787.913)	-	-	(4.110.640)	-	-	-	-	-	(62.441.185)	(68.339.738)	-	
Servicios no facturados	129.969.078	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129.969.078	-	
Servicios facturados	109.589.467	1.794.517	79.592	6.311.258	407.126	129.752	621.860	-	-	78.309.886	197.243.458	155.716.423	
Deudores Comerciales Distribución	262.346.716	84.184.448	32.567.232	14.738.659	6.888.355	6.495.880	7.174.909	8.351.147	4.841.704	245.432.605	673.021.655	16.249.546	
-Clientes Masivos	107.440.441	68.787.272	25.720.788	11.643.844	4.238.829	5.163.428	5.486.820	6.583.905	3.086.857	203.280.084	441.432.268	10.310.180	
-Grandes Clientes	93.838.195	11.342.625	4.343.273	1.568.886	1.083.154	531.994	721.478	965.237	1.193.328	24.415.032	140.003.202	3.781.463	
-Clientes Institucionales	61.068.080	4.054.551	2.503.171	1.525.930	1.566.371	800.458	966.611	802.005	561.520	17.737.488	91.586.185	2.157.903	
Provision Deterioro	(827.764)	(292.975)	(208.221)	(411.674)	(3.208.434)	(3.268.281)	(3.420.903)	(7.384.729)	(3.368.442)	(85.869.215)	(108.260.638)	-	
Servicios no facturados	176.790.868	-	-	-	-	-	-	-	-	-	176.790.868	-	
Servicios facturados	85.555.848	84.184.448	32.567.233	14.738.659	6.888.355	6.495.880	7.174.909	8.351.147	4.841.704	245.432.605	496.230.787	16.249.546	
Total deudores comerciales brutos	501.905.261	85.978.965	32.646.824	21.049.917	7.295.481	6.625.632	7.796.769	8.351.147	4.841.704	323.742.491	1.000.234.191	171.965.969	
Total provisión deterioro	(2.615.677)	(292.975)	(208.221)	(4.522.314)	(3.208.434)	(3.268.281)	(3.420.903)	(7.384.729)	(3.368.442)	(148.310.400)	(176.600.376)	-	
Total deudores comerciales netos	499.289.584	85.685.990	32.438.603	16.527.603	4.087.047	3.357.351	4.375.866	966.418	1.473.262	175.432.091	823.633.815	171.965.969	

Deudores comerciales	Saldo al 31-12-2011											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$			
Deudores Comerciales Generación y transmisión	276.162.422	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	364.840.933	148.953.896	
-Grandes Clientes	219.872.741	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	308.551.252	596.863	
-Clientes Institucionales	56.289.681	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.289.681	148.367.033	
Provision Deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)	-	-	-	-	(43.766.186)	(48.915.425)	-	
Servicios no facturados	108.875.974	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.875.974	-	
Servicios facturados	167.286.448	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	255.964.959	148.953.896	
Deudores Comerciales Distribución	258.445.348	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	289.757.395	700.148.827	33.433.797	
-Clientes Masivos	112.922.763	60.157.006	28.341.140	2.984.669	5.486.134	5.666.407	2.738.905	7.186.606	2.699.305	249.080.158	477.263.185	9.995.784	
-Grandes Clientes	94.208.438	11.240.026	4.312.588	1.311.741	1.519.470	621.819	635.550	776.703	1.015.465	38.272.310	153.914.110	4.622.940	
-Clientes Institucionales	51.314.147	6.338.337	2.934.135	1.293.357	1.398.194	1.157.657	773.970	931.972	424.836	2.404.928	68.971.532	18.815.073	
Provision Deterioro	(1.803.214)	(489.464)	(185.027)	(600.965)	(3.178.256)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(117.234.508)	(138.377.827)	(999.510)	
Servicios no facturados	150.400.140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150.400.140	-	
Servicios facturados	108.045.208	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	289.757.395	549.748.687	33.433.797	
Total deudores comerciales brutos	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.201	1.064.989.760	182.387.693	
Total provisión deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(161.000.694)	(187.293.252)	(999.510)	
Total deudores comerciales netos	531.821.451	79.451.219	35.487.808	8.162.991	5.663.054	4.688.637	550.409	3.206.922	2.758.510	205.905.507	877.696.508	181.388.183	

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de los deudores comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 31-03-2012										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	219.992.717	1.794.517	79.592	6.216.940	407.196	129.752	563.539	-	-	65.781.798	294.966.051
-Grandes Clientes	186.905.029	1.794.517	79.592	6.216.940	407.196	129.752	563.539	-	-	65.781.798	261.878.363
-Clientes Institucionales	33.087.689	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.087.689
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	273.964.761	76.838.419	27.551.859	8.726.834	7.081.827	5.889.472	5.156.421	4.730.776	4.458.408	48.614.293	463.013.070
-Clientes Masivos	102.791.386	61.468.066	22.442.260	7.452.978	5.998.987	5.889.374	5.136.071	4.399.936	4.135.748	6.237.943	225.952.748
-Grandes Clientes	114.033.288	12.924.118	4.395.977	1.273.856	1.071.625	98	20.350	330.840	322.660	21.216.626	155.589.439
-Clientes Institucionales	57.140.087	2.446.235	713.622	-	11.214	-	-	-	-	21.159.725	81.470.882
Cartera repactada	19.199.929	2.289.844	5.807.996	1.978.132	1.323.844	1.209.559	2.292.517	1.033.366	957.751	33.658.144	69.751.082
-Clientes Masivos	16.021.818	212.784	3.692.733	-	-	-	349.545	-	-	30.639.751	50.916.631
-Grandes Clientes	1.190.852	383.427	338.186	177.908	202.798	200.379	290.193	156.977	141.753	1.153.848	4.236.322
-Clientes Institucionales	1.987.259	1.693.633	1.777.077	1.800.224	1.121.046	1.009.180	1.652.779	876.389	815.998	1.864.544	14.598.129
Total cartera bruta	513.157.407	80.922.780	33.439.447	16.921.906	8.812.867	7.228.783	8.012.477	5.764.142	5.416.159	148.054.235	827.730.203

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2011										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	256.097.955	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	339.497.793
-Grandes Clientes	206.702.908	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	290.102.746
-Clientes Institucionales	49.395.047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.395.047
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	262.385.270	73.571.680	25.686.652	6.575.459	6.504.744	4.702.592	3.412.726	3.498.728	3.162.199	40.136.479	429.636.528
-Clientes Masivos	120.795.908	56.976.737	19.972.919	4.573.458	4.930.295	4.200.342	2.805.382	2.808.395	2.250.787	4.844.774	224.158.996
-Grandes Clientes	93.126.921	11.031.598	3.980.710	1.152.224	1.453.185	490.552	554.707	690.333	911.412	35.291.705	148.683.347
-Clientes Institucionales	48.462.441	5.563.345	1.733.023	849.777	121.264	11.698	52.637	-	-	-	56.794.184
Cartera repactada	20.756.846	4.163.691	7.091.515	1.343.007	1.260.655	1.216.584	2.116.440	1.083.419	977.406	35.194.128	75.203.691
-Clientes Masivos	16.403.309	3.111.313	5.410.638	690.352	622.125	532.578	857.606	349.526	267.212	10.304.763	38.549.421
-Grandes Clientes	1.131.708	224.970	341.266	167.209	72.709	139.446	86.961	90.179	108.624	3.024.804	5.387.875
-Clientes Institucionales	3.221.829	827.408	1.339.612	485.446	565.821	544.560	1.171.873	643.714	601.570	21.864.562	31.266.395
Total cartera bruta	539.240.071	79.940.684	35.672.836	12.646.116	8.258.404	5.919.176	6.464.810	4.582.147	4.139.605	147.474.163	844.338.012