

Perú
Brasil
Chile
Colombia
Argentina
Perú
Brasil
Colombia
Chile
Perú
Brasil
Colombia
Perú
Argentina
Brasil
Colombia
Chile

enersis12



Memoria Anual



Una empresa del Grupo Enel

Enerjis es una empresa del Grupo Enel.

Enel es una de las principales compañías energéticas en el mundo. El Grupo genera, distribuye y comercializa energía sostenible, respetando a las personas y el medio ambiente. La energía de Enel atiende a más de 60 millones de clientes residenciales y empresariales en 40 países y crea valor para 1,3 millones de inversionistas.



Brasil

Perú

Chile

Perú

Colombia

Argentina

Colombia

Brasil

Colombia

Perú

Chile

Brasil

Colombia

Perú

energis 12

Perú

Argentina

Brasil

Colombia

Chile



Bolsa de Comercio de Santiago
ENERSIS

Bolsa de Nueva York
ENI

Bolsa de Madrid
XENI

Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., y el 1 de agosto de 1988 la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A. Su capital social es de \$2.824.882.835 miles, representado por 32.651.166.465 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas chilenas, en la de Nueva York en forma de American Depositary Receipts (ADR) y en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex).

Su negocio principal es la explotación, 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, la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero, además de invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas.

Sus activos totales ascienden a \$13.317.833.640 miles al 31 de diciembre de 2012. Enersis controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cinco países en Sudamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú). En 2012, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a \$377.350 millones y el resultado operacional se ubicó en \$1.496.964 millones. A fines de 2012, daba ocupación directa a 11.087 personas, a través de sus empresas filiales presentes en Sudamérica.

A panoramic nighttime view of Rio de Janeiro, Brazil, showing a dense urban landscape with numerous illuminated skyscrapers and buildings. In the foreground, a large green park area with a winding path and a beach is visible, with lights reflecting on the water in the lower part of the frame. The city lights are reflected in a body of water in the background.

Memoria anual 2012

00

p. 4
Carta del
Presidente

01

p. 13
Hitos

02

p. 21
Principales
indicadores
financieros y de
operación

03

p. 25
Identificación
de la compañía
y documentos
constitutivos

04

29
Propiedad y
control

05

p. 33
Administración

06

p. 49
Recursos
humanos

07

p. 55
Transacciones
bursátiles

08

p. 61
Dividendos

09

p.67
Política de
inversión y
financiamiento
2012

10

p. 71
Negocios de la
compañía

11

p. 81
Inversiones y
actividades
financieras

12

p. 93
Factores de
riesgo

13

p. 99
Marco regulatorio
de la industria
eléctrica

14

p. 115
Descripción del
negocio eléctrico
por país

15

p. 145
Otros
negocios

16

p. 149
Cuadro
esquemático de
participaciones

17

p. 157
Hechos
relevantes de la
entidad

18

p. 169
Identificación de
las compañías
filiales y
coligadas

19

p. 190
Declaración de
Responsabilidad

20

p. 193
Estados
Financieros

Carta del Presidente

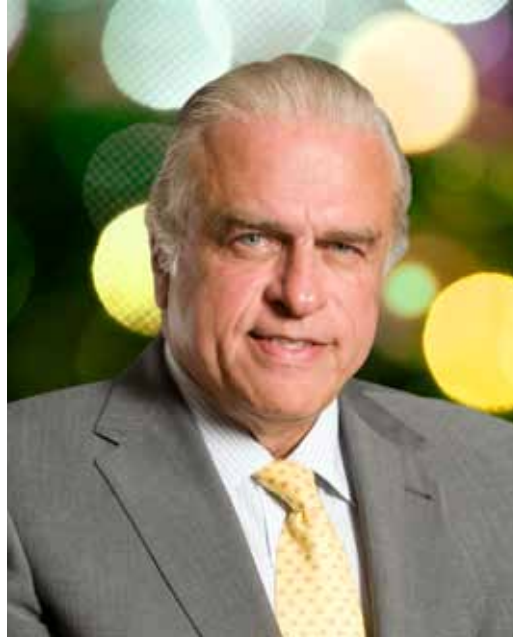
Estimado (a) accionista,

Una vez más me dirijo a ustedes para hacer un balance de las principales actuaciones que llevamos a cabo con el objetivo de entregar un servicio eléctrico de calidad, seguro y a precios competitivos en los cinco países en los que opera el Grupo en Sudamérica. En 2012, sumamos en la región más de 15.000 MW de capacidad instalada y 14 millones de clientes y somos la principal eléctrica privada del Cono Sur. Nuestra estrategia busca rentabilizar cada una de las operaciones, mantener una sólida posición financiera, agregar valor a la inversión de nuestros accionistas y profundizar el enraizamiento con la comunidad en cada uno de los entornos en que estamos presentes.

El año 2012 estuvo marcado por acontecimientos externos que influyeron en nuestro desempeño, en mayor y menor medida, como la sequía de más de tres años que ha afectado a la zona centro-sur de Chile, cambios regulatorios y los acontecimientos de las economías europeas. En este contexto, y antes de entrar en el análisis de la región y de los resultados correspondientes al periodo, quisiera detenerme en un hecho que está configurando el futuro de Enersis: la propuesta de ampliación de capital formulada por nuestro accionista controlador, Endesa (España), y que fue comunicada al mercado el 25 de julio pasado.

Al momento de hacerse pública esta Memoria, la operación estará en su etapa final. El periodo de opción preferente en el mercado local y de Estados Unidos estarán concluidos. Incluso, habremos comunicado al mercado el cumplimiento de la condición suspensiva a la que estaba afecto el aumento de capital, declarándolo exitoso.

A lo largo de la Memoria, estimado accionista, hay varios capítulos que abordan la propuesta de ampliación de capital. Incluso presentamos una reseña dedicada en su totalidad a esta transacción, que la describe de manera detallada desde el punto de vista legal y financiero. Para



mayor abundamiento, existe información completa en la página web (www.enersis.cl) y en las oficinas de la compañía. Considerando lo anterior, en la siguiente exposición sólo me detendré en los aspectos claves para el futuro de la compañía, luego que la operación fuera aprobada por una amplia mayoría en la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 20 de diciembre de 2012.

Aumento de capital

Endesa (España) propuso realizar un aumento de capital en Enersis, en el cual suscribiría las nuevas acciones, proporcionalmente a su actual participación, pagando dicha suscripción a través de la transferencia a Enersis de la totalidad de las participaciones que posee en distintas sociedades que operan en el mercado eléctrico de Sudamérica. Dichas participaciones se agruparon en una nueva sociedad, que se denominó Cono Sur, cuyos únicos activos son la totalidad de estas participaciones; mientras que los demás accionistas de Enersis podían suscribir su parte proporcional del aumento de capital en dinero.

En este marco, el Directorio trabajó para alcanzar un proyecto que lograrse, a partir de la propuesta realizada por Endesa (España), el mayor beneficio para todos los accionistas, bajo parámetros de mercado y en condiciones que fuesen beneficiosas para el futuro de Enersis. Lo anterior, no estuvo exento de discrepancias al interior del propio Directorio, situación normal -que fueron superadas, por cierto- y que finalmente enriquecieron el proceso, para llegar, como señalé, a una operación que beneficia a todos y a cada uno de los accionistas de la compañía.

El Directorio de Enersis está convencido que utilizar a la propia Enersis ofrece la mejor opción de crecimiento, toda vez que tiene una atractiva base de activos a nivel regional, irrepetible y diversificada, y una estructura organizacional privilegiada.

Adicionalmente, el aumento de capital de Enersis es significativo para el mercado y para los intereses de Chile, toda vez que, además de ser el aumento de capital más grande que se haya efectuado en nuestro país, pone a nuestra nación en una posición relevante para servir de centro de operaciones para el desarrollo de las nuevas inversiones en Sudamérica.

Los objetivos que tiene la ampliación de capital propuesta por Endesa (España) son fundamentalmente dos: unificar en Enersis todas las participaciones de Endesa (España) en Sudamérica, excluyendo a Enel Green Power, filial dedicada al desarrollo de las energías renovables; y segundo, dotar a Enersis de los recursos necesarios para llevar adelante un significativo plan de crecimiento y expansión.

Los evaluadores independientes, el Comité de Directores y el Directorio coincidieron en que cumpliendo con determinadas condiciones, el aumento de capital es positivo desde el punto de vista estratégico y que contribuye al interés social de Enersis.

El proyecto en sí, representa una gran oportunidad, no sólo de incorporar activos valiosos, sino también de crecer sanamente en la

región, sin incrementar la deuda y manteniendo la solidez financiera de Enersis.

En síntesis, la operación que fue aprobada el 20 de diciembre por una amplia mayoría de los accionistas, incorpora a Enersis activos que la compañía ya gestiona en su mayoría; asegura el control de las empresas colombianas Emgesa y Codensa, y convierte a Enersis en el único vehículo de expansión de Endesa (España) y Enel en Sudamérica.

Con ello, la compañía recibirá beneficios al aumentar el aporte de las filiales hacia Enersis, simplificará la malla y estructura societaria, y podría reducir el descuento holding.

La adición de Eepsa, por ejemplo, implica un aumento de la presencia en el sector de generación en Perú, a través de un activo de buena calidad y que presenta atractivas oportunidades de crecimiento. Dicha sociedad está construyendo en estos momentos una central de 200 MW de capacidad, unidad que iniciará sus operaciones durante 2013.

Si se compara la contribución al resultado neto después de impuestos que aportarían las nuevas participaciones con el número de nuevas acciones de Enersis, a ser emitidas a cambio de dichas participaciones, tendría un efecto positivo para los actuales accionistas de Enersis en términos de utilidad por acción, tanto para este año como para los siguientes.

Adicionalmente, y de cara a dar más solidez a la propuesta, el Directorio en su oportunidad solicitó a Enel y a Endesa (España) una serie de compromisos, los que fueron aceptados por los controladores y ratificados en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 20 de diciembre. Estos compromisos son: representaciones y garantías sobre las sociedades aportadas que no son consolidadas actualmente en Enersis, es decir, Eepsa, Yacylec y Central Dock Sud; el compromiso expreso de que Enersis será el único vehículo de inversión del Grupo Enel en Sudamérica, con excepción de Enel Green Power; el compromiso de mantener protegido a Enersis, dentro del plazo de cinco años, respecto

a las contingencias tributarias derivadas de la estructura de la operación, y el mantenimiento del compromiso de no promover, dentro del plazo de dos años, un reparto extraordinario de dividendos como consecuencia del aumento de capital en curso.

El 20 de diciembre, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis aprobó con una mayoría de casi 86% de los accionistas presentes en la asamblea con derecho a voto, equivalentes al 81,94% del total de las acciones, la propuesta de aumento de capital, cuya síntesis es la siguiente:

- Se emitirán un máximo de 16.441.606.297 de acciones.
- El precio por acción será de \$173.
- Endesa (España) suscribirá a prorrata de su participación un total de 9.967.630.058 acciones (pagando dicha suscripción a través de la transferencia de las participaciones accionariales en 13 sociedades agrupadas en Cono Sur).
- Los accionistas minoritarios podrán suscribir un total de 6.473.976.239 acciones.

El dinero que aporten los accionistas minoritarios a prorrata de sus respectivas participaciones, complementando el aporte realizado por Endesa (España), se utilizará para el crecimiento de la compañía, para la compra de minoritarios y para la adquisición (M&A) de nuevas empresas en la región. Cada operación de compra de minoritarios y M&A será aprobada previamente, de forma individual, por el Directorio de Enersis en el tiempo y forma que se presenten, siendo analizadas por la administración de la compañía, tarea en la cual ya se encuentra trabajando el equipo gerencial de Enersis por mandato del Directorio.

Enersis se consolidará como el principal inversor privado del mercado eléctrico de la región con base en Chile. Podremos emprender un nuevo proceso de expansión, pero sin asumir mayor deuda y con los recursos suficientes para incrementar nuestra presencia en los mercados en los que operamos.

Enersis será más grande, más robusta y contará con una musculatura que le permitirá seguir liderando el sector energético de Sudamérica.

Perspectivas de crecimiento

El nuevo proceso de expansión que emprenderemos en los principales países en los que operamos se sustenta en las positivas perspectivas macroeconómicas que muestra la región. A pesar de un entorno global complejo, Sudamérica sigue ofreciendo fundamentos sólidos y perspectivas de crecimiento.

Para 2013 esperamos una expansión del PIB entorno al 4,3% en los cinco países en los que estamos presentes, muy por sobre el 1,9% que se prevé para Norteamérica y el 0,1% de Europa occidental. Para el quinquenio 2013-2017 el crecimiento económico de la región se ubicaría en un promedio (CARG) de 4,2%, mientras que la demanda eléctrica en un promedio (CARG) de 4,8%.

Sudamérica se compara de manera muy favorable en términos de potencial de crecimiento, por factores demográficos y macroeconómicos, respecto de las demás regiones en las que participa actualmente Enel, una de las utilities más importantes a nivel mundial. Presente en 40 países, genera, distribuye y comercializa energía a más de 60 millones de clientes, respetando a las comunidades y al medio ambiente.

En este contexto de crecimiento y con las espaldas que brinda pertenecer a un grupo energético de categoría mundial como Enel, tenemos la certeza y la tranquilidad de que contamos con las herramientas necesarias para hacer frente al desafío que nos impone día a día el sector eléctrico regional, y la sociedad en general.

Balance 2012

Durante 2012, se confirmó el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en los mercados en los que operamos, en especial: Perú, Chile y Brasil, que exhibieron aumentos de 5,9%, 5,2% y 4,5% respectivamente. La base de clientes del negocio de distribución se incrementó en cerca de 360 mil, lo que ratificó el crecimiento natural de este segmento, un importante factor de estabilidad de esta línea de negocio.

Al 31 de diciembre, el número de clientes del negocio de distribución llegó a 14 millones, con un alza de 2,6% respecto a los 13,66 millones de diciembre de 2011.

La capacidad instalada pasó de 14.832 MW en 2011 a 15.173 MW, un alza de 2,3%. El crecimiento observado durante el periodo se originó a raíz de la puesta en operación comercial de la central Bocamina II (350 MW) en Chile, a fines de octubre.

Los ingresos sumaron \$6.577.667 millones, lo que representó un alza de 0,7%, o el equivalente a \$42.787 millones. Este leve incremento logró atenuar parte del alza de 5,1% que exhibieron los costos de aprovisionamientos y servicios, los que totalizaron \$3.717.125 millones.

El EBITDA superó por cuarto año consecutivo la barrera de los US\$4.000 millones, al alcanzar los \$1.982.924 millones (unos US\$4.075 millones), confirmando la estrategia acertada y el balanceado portafolio de activos que posee la compañía en los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Gracias a la presencia diversificada en Sudamérica, el Grupo mantuvo equilibradas las contribuciones al EBITDA por tipo de negocios: generación y transmisión con 52% y distribución con 48%.

El resultado de explotación (EBIT) pasó de \$1.566.311 millones a \$1.496.965 millones, con un descenso de \$69.346 millones, o el equivalente a 4,4%.

El beneficio neto atribuible a la sociedad dominante sumó un total de \$377.351 millones, cifra que representó un alza de 0,5% respecto a los \$375.471 millones de 2011. El resultado neto después de impuestos del Grupo alcanzó los \$893.562 millones, un 2,4% más que los \$872.540 millones del cierre del ejercicio anterior.

Desde el punto de vista financiero, durante el periodo, Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 con perspectivas estables, Standard & Poor's, por su parte, confirmó la calificación de riesgo de crédito internacional en BBB+ con perspectiva estable, y Humphreys asignó la calificación AA a los bonos locales, AA/nivel 1 al programa de papeles comerciales y 1°

clase nivel 1 a las acciones de la compañía. El 15 enero de 2013, Feller Rate confirmó en AA la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, ratificando las perspectivas estables.

Proyectos

Con el objetivo de hacer frente a las necesidades energéticas de los países en los que operamos, de mantener nuestra posición de liderazgo y agregar valor a la inversión de nuestros accionistas, el Grupo posee 11.400 MW de nueva capacidad en distintas etapas de estudio y 545 MW en construcción. Estos últimos entrarán en operación entre 2014 y 2015.

Durante 2012, dimos pasos relevantes en la construcción de la central hidroeléctrica El Quimbo (400 MW), en Colombia. Finalizamos la construcción del túnel de desvío, del portal de salida de la misma estructura y de la atagüa. En cuanto al cumplimiento de las obligaciones derivadas de la licencia ambiental, se continuó avanzando en la ejecución del Plan de Manejo Socio-Ambiental, llevando a cabo, entre otros, la preparación de los reasentamientos colectivos, la realización de cuatro reasentamientos individuales y 118 compensaciones a familias propietarias/poseedoras de predios menores a 5 hectáreas.

Otro proyecto en construcción es la cadena Salaco, también en Colombia. Por medio de esta iniciativa se modernizarán las plantas menores de San Antonio, Limonar y La Tinta-La Junca, lo que significará para Emgesa un crecimiento en capacidad instalada de 144,8 MW adicionales y un incremento medio de energía de 482 GWh.

Otro hito relevante lo alcanzó nuestra filial Edegel, la que obtuvo la aprobación ambiental de la central hidroeléctrica Curibamba, en Perú. La planta se ubicará en la cuenca del río Tulumayo, provincia de Jauja, región de Junín (a unos 360 kilómetros de Lima), y tendrá 188 MW de capacidad instalada.

El objetivo de la central será aprovechar de manera óptima el potencial hidroeléctrico de los ríos Comas y Uchubamba, pertenecientes a la cuenca del río Tulumayo. La central tendría un caudal máximo de diseño de 86 m³/s, una altura bruta de caída de 259 metros y una generación media de 1.010 GWh/año.

En Chile, en diciembre, y luego del rechazo de la Comisión de Evaluación Ambiental (CEA) de la Región de Atacama en junio de 2012, el Comité de Ministros aprobó el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto termoeléctrico Punta Alcalde (740 MW), acogiendo un recurso de reclamación presentado por Endesa Chile que alegó que la decisión de la CEA de Atacama se tomó sobre la base de parámetros no técnicos y que no se consideraron todos los antecedentes presentados por la compañía durante el proceso de evaluación, que se extendió por más de tres años.

El proyecto Punta Alcalde, que estará ubicado a 13 kilómetros de la ciudad de Huasco, adoptará los más altos estándares en tecnología, eficiencia y compromiso ambiental, considerando parámetros de nivel internacional en materia de emisiones y operación. Con ello, la iniciativa será una de las centrales más eficientes de los sistemas eléctricos de Chile y de Sudamérica.

Como parte de los compromisos adicionales adquiridos por Endesa Chile durante la tramitación ambiental del proyecto, se ha alcanzado un acuerdo con la Compañía de Aceros del Pacífico (CAP) para instalar un precipitador electrostático en una chimenea de la Planta de Pellets que CMP, filial de CAP, tiene en la localidad de Huasco, y que será financiado por ambas partes. Esto permitirá asegurar la reducción total de la emisión equivalente del proyecto Punta Alcalde y generar un mayor efecto en la mejora de la calidad del aire de la localidad de Huasco.

En esta misma línea, la compañía asumió el compromiso voluntario de establecer un nivel máximo de emisión de MP de 27 mg/Nm³, es decir, un 10% menos de lo exigido por la actual Norma de Emisiones. Además de lo anterior, la cancha de carbón estará completamente aislada por domos, eliminando por completo las

partículas fugitivas arrastradas por efecto del viento.

En cuanto al proyecto HidroAysén, mantenemos la firme convicción de que esta iniciativa debe ser entendida como un proyecto esencial para el país y que Chile no puede darse el lujo de desechar a priori un recurso como el agua, limpio, autóctono, renovable y de bajo costo de operación.

En abril de 2012, la Corte Suprema falló a favor de HidroAysén, rechazando los recursos presentados. Dichas acciones ya habían sido vistos por la Corte de Apelaciones de Coyhaique y luego en su similar de Puerto Montt, fallando también a favor de HidroAysén.

Nuestro socio en el proyecto HidroAysén, Colbún, presentó en mayo un hecho esencial enviado ante la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), proponiendo al Directorio de HidroAysén posponer la tramitación ambiental de la línea de transmisión hasta que no exista un consenso sobre la política energética del país. Posteriormente, HidroAysén, por medio de una declaración pública, indicó que el Directorio de la compañía le encomendó a la dirección ejecutiva realizar una serie de evaluaciones para tomar una determinación respecto a la recomendación planteada por Colbún.

El proyecto sigue en marcha, más lento de lo que esperamos. Se sigue trabajando a la espera de las definiciones relativas al proyecto de ley de Carretera Eléctrica, que se encuentra en tramitación en el Congreso y a la definición del Comité de Ministros, que debe resolver los recursos presentados tanto por HidroAysén como por organizaciones ambientales en contra de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) otorgada de manera favorable al proyecto de generación el 9 de junio de 2011.

Hoy más que nunca, resulta necesario y fundamental contar con lineamientos claros para desarrollar proyectos de inversión de largo aliento. Durante 2012 fuimos testigos de un cambio sustancial en el relacionamiento entre las empresas y las comunidades, entre las comunidades y la autoridad, cambio del cual no estamos ajenos y del cual nos sentimos parte, como compañía responsable de los entornos en los que operamos.

Un nuevo escenario

El año 2012 no fue fácil para las empresas productivas de Chile. Los casos de Freirina y el rechazo por parte de la Corte Suprema del Proyecto Castilla después de haber sido aprobado por la autoridad ambiental, aún están en nuestra retina. La mayor demanda social, la profusa judicialización de los proyectos y la falta de claridad en algunas materias ha llevado a paralizar inversiones o a retrasarlas a la espera de que las reglas del juego se normalicen. Todo esto instala una cuota de riesgo en el futuro del suministro eléctrico, especialmente si se considera el mayor dinamismo que muestra la economía chilena.

Atravesamos por un proceso de profundo cambio. Numerosas comunidades ya no quieren proyectos industriales en su entorno. Las pocas veces que los aceptan, exigen que las empresas se inserten como buenas vecinas desde el primer momento, y que los beneficios sean compartidos entre la empresa y las personas. ¿Síntoma del desarrollo? Sí. Las economías de la región muestran un dinamismo continuo, nunca antes visto, y parecen aisladas de las turbulencias que remecieron a los países desarrollados con la crisis sub prime y ahora, a Europa, con la crisis de deuda.

Situaciones como la oposición a los proyectos hidráulicos en Chile, Colombia y Brasil o la reivindicación de temas indígenas en Perú y Chile son expresiones del nuevo escenario que se renueva en Sudamérica. Como empresa y Grupo con vocación de permanencia, somos parte de esta nueva configuración y debemos mejorar nuestros esfuerzos por adecuarlos a ella.

El desafío es mayor: ser capaces de combinar las expectativas de la autoridad, las necesidades de la comunidad y los intereses legítimos de las empresas. Queremos ser parte de la solución y no del problema y, por ello, como comenté en estas mismas líneas el año pasado, hemos dispuesto una nueva forma de relacionarnos con nuestro entorno, mediante proyectos que integren desde

el comienzo los comentarios de las comunidades (diseñar mitigando) y compartiendo desde el inicio con los vecinos que tendremos por décadas (inserción temprana), atendiendo a sus necesidades y demandas.

Pero también tenemos otro desafío: ser capaces de satisfacer las necesidades cada vez mayores de nuestros clientes.

Innovación

Por ello, en el segmento de distribución eléctrica hemos emprendido ideas innovadoras como las soluciones Full Electric y Solar Electric. Hemos avanzado en los proyectos de telemedida y dimos un gran paso al inaugurar oficialmente la primera ciudad inteligente de Sudamérica en Buzios, Brasil.

Cidade Inteligente Búzios, ubicada en ArmaÇao dos Búzios, en el estado de Río de Janeiro, está diseñada para ser un referente en aplicaciones y tecnologías de redes inteligentes y consumo eficiente de energía eléctrica.

La smartcity se basa en la experiencia y el éxito de otras iniciativas desarrolladas por Enel y Endesa, como Smartcity Málaga (2009), que ha convertido a esta ciudad en una de las más inteligentes desde el punto de vista de la distribución eléctrica a nivel internacional. Además, el Grupo cuenta también en España con la Smartcity Barcelona, y en Italia con tres proyectos ubicados en Turín, Génova y Bari.

La iniciativa brasileña, desarrollada a través de la filial Ampla, permitirá a la ciudad y a sus residentes la aplicación, entre otros, de tarifas diferenciadas de acuerdo con el horario de consumo, la utilización de sistemas de alumbrado público más sostenible y el fomento de la eficiencia energética en los edificios públicos y en las residencias, permitiendo controlar el consumo en tiempo real.

En este mismo campo, el pasado 7 de enero nuestra filial Chilectra, junto a Ciudad

Empresarial, pusieron la primera piedra de “Smartcity Santiago”, el primer prototipo de ciudad inteligente de Chile. Este modelo permitirá incorporar proyectos de movilidad eléctrica, telemedición, operación domótica, generación fotovoltaica a través de energía solar, automatización de la red eléctrica, alumbrado público LED y televigilancia, entre otros.

También seguimos avanzando en nuestro compromiso de liderar la movilidad eléctrica en los mercados en los que estamos presentes, colocando a disposición de los usuarios nuevos puntos de recarga para vehículos eléctricos.

Ejemplo de lo anterior fueron las acciones desarrolladas por nuestra filial Codensa en Colombia. Durante 2012, se incorporaron 15 vehículos eléctricos en la flota de transporte de las empresas del Grupo; se realizó el lanzamiento piloto de 50 taxis con la estructuración del modelo de negocio y se incorporaron 34 motos eléctricas en la operación como plan piloto para evaluar su desempeño.

No puedo dejar de mencionar dos hitos del negocio de generación. Por un lado, la certificación por la aplicación de un Sistema de Gestión de la Energía (SGE), basado en la norma internacional ISO 50001, Energy Management Systems, que logró la central termoeléctrica Quintero, ubicada en la Región de Valparaíso, Chile.

La aprobación de Quintero, unidad de ciclo abierto que emplea como combustible gas natural, fue sobresaliente. La planta se transformó en la primera central de ciclo abierto del Grupo en recibir esta validación y Endesa Chile en la primera utility de Sudamérica en contar con una certificación ISO 50001.

El segundo hito se vincula al convenio suscrito entre Endesa Chile y Crystal Lagoons para llevar adelante la investigación relativa al empleo de

lagunas de enfriamiento para centrales térmicas, como alternativa a los sistemas de enfriamiento convencionales. Este proyecto se aplicará en la central termoeléctrica San Isidro, ubicada en la Región de Valparaíso, Chile.

Endesa Chile tomó este proyecto como una iniciativa de investigación y prueba, que apunta a determinar la viabilidad que tiene como alternativa al proceso convencional utilizado, como son las torres de enfriamiento. Lo que se busca es conocer de forma empírica esta tecnología, que eventualmente sería una solución más amigable con el medio ambiente y, en teoría, de menor uso de agua. Esta laguna piloto, por ser de investigación, sólo utilizará el 1% del agua que emplea actualmente San Isidro en sus procesos de enfriamiento.

Plan 2013-2017

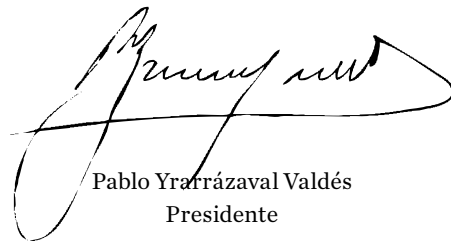
Estimado accionista, para los próximos años, nuestra estrategia estará enfocada en la línea de negocio de generación con las siguientes características: una demanda soportada por una sólida evolución económica, el aumento de la capacidad instalada, el incremento de la eficiencia en nuestras plantas de generación y el lanzamiento de nuevos negocios. El objetivo es incrementar la producción de electricidad y de la energía vendida en 2017 vs 2012, disponer de una cartera de proyectos de generación por más de 11.000 MW, y mejorar los factores de carga durante el periodo y suministro de gas.

En la línea de negocio de la distribución, las acciones tendrán foco en: nuevas conexiones, desarrollo de nuevos proyectos, reducción de pérdidas de energía y gestión regulatoria. El objetivo es incrementar nuestra cartera de clientes en cerca de 400.000 nuevos clientes al año, implementación de contadores digitales, mejoras en las pérdidas de energía en Brasil y conservación de los márgenes en Argentina.

Los desafíos cada vez mayores del sector eléctrico en Sudamérica requieren de empresas capaces de hacer frente a los requerimientos de energía, cuidado del medio ambiente y respeto a las comunidades.

Enersis y sus empresas filiales cuentan con las herramientas necesarias, el conocimiento, el respaldo del Grupo Enel y el compromiso de sus más de 11.000 trabajadores para liderar y hacer frente a esos retos. No tengan la menor duda de que realizaremos todo lo necesario para mantener nuestra posición de liderazgo en Sudamérica y seguir entregando un suministro eléctrico seguro, confiable y competitivo a más de 50 millones de personas.

Reciba un cordial saludo,



Pablo Yrarrázaval Valdés
Presidente



01



Hitos 2012

Chilectra inaugura punto de carga para autos eléctricos

Con el objeto de facilitar y promover la movilidad eléctrica, Chilectra y la Municipalidad de Vitacura, inauguraron el primer punto de carga para autos eléctricos en un estacionamiento público, sumando así la tercera estación de este tipo en la ciudad de Santiago. El nuevo punto de carga se encuentra en el estacionamiento público del edificio de la Municipalidad de Vitacura.

Endesa Chile firma acuerdo con Contac

La empresa tecnológica Contac y la Universidad de Chile desarrollarán una aplicación tecnológica de predicción a partir de modelos matemáticos basados en similitud, que contribuirá con la monitorización predictiva de los equipos de generación eléctrica que posee la compañía en el país.

Emgesa cumple importante hito en el Proyecto El Quimbo con el desvío del Río Magdalena

La compañía llevó a cabo la maniobra del desvío del Río Magdalena, luego que las condiciones hidrológicas del afluente fueran las requeridas para garantizar una actividad segura. Con el cumplimiento de este hito, Emgesa continúa las obras constructivas del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo en Colombia, unidad que contará con 400 MW de capacidad.

Bolsa de Comercio de Santiago reconoce a Enersis y Endesa Chile

Enersis y Endesa Chile recibieron un reconocimiento de la Bolsa de Comercio de Santiago, quien destacó la presencia de ambas compañías en el Índice de Precios Selectivo de Acciones (IPSA) en 2012, indicador que agrupa a las 40 sociedades con mayor presencia bursátil de la plaza local.

Enersis y Endesa Chile participan en premios LirA 2011

Con un total de 9 reconocimientos en las 12 categorías en competencia, Enersis y Endesa Chile tuvieron una destacada participación en la primera versión de los Latin America's Investor Relations Awards 2011 (LirA'11). Los Latin America's Investor Relations Awards 2011 son los únicos premios de la región que reconocen la excelencia en las relaciones con inversionistas y la comunicación del gobierno corporativo de empresas con presencia bursátil en Chile, Colombia, y Perú.

Enero



Sinfonía por el Perú

Edelnor y la Asociación Sinfonía por el Perú firmaron un acuerdo para la creación de orquestas infantiles. Esta obra social inclusiva está dedicada a la capacitación, prevención y recuperación de los grupos más vulnerables como son los niños y jóvenes de escasos recursos.

Febrero



Miden la huella de agua en centrales de generación y Edificio Corporativo

Producto de la relevancia del agua como el principal recurso natural, Endesa Chile trabajó en la elaboración de metodologías para calcular la Huella de Agua, que representa el volumen total que utiliza cada instalación para producir energía eléctrica en un determinado periodo. De este modo, se llevó a cabo una fase piloto que consideró a las centrales térmicas Bocamina y San Isidro, la hidráulica Rapel, el parque eólico Canela y en el Edificio Corporativo.

Marzo



Programa Ampla de Puertas Abiertas se extiende

En 2012 el programa "Ampla de Puertas Abiertas" pasó a realizar encuentros con clientes en otros municipios del área de concesión, además del Edificio Sede, en Niterói. Este programa tiene como objetivo principal promover la integración de la empresa con sus clientes, buscando fortalecer la relación y consolidar un vínculo de confianza, con transparencia y respeto.

Endesa Chile inicia optimización societaria

El Directorio de Endesa Chile acordó dar inicio a una operación de optimización societaria de determinadas filiales chilenas, a través de un proceso de fusiones escalonadas y sucesivas. Esta operación, que busca simplificar la malla societaria, implicará la absorción por parte de Endesa Chile de las filiales Ingendesa, Compañía Eléctrica San Isidro, Central Eléctrica Tarapacá, Inversiones Endesa Norte, Endesa Eco, Eniges y Empresa Eléctrica Pangué.

Edesur sortea con éxito contingencia extrema sobre Buenos Aires

Luego de un evento meteorológico de características extremas, con ráfagas de viento medidas de hasta 113 kilómetros, que afectó la mayor parte del área metropolitana de Buenos Aires, generando la caída de 6.000 postes de tendido eléctrico en el área de concesión, Edesur puso en marcha su Plan de Contingencias que permitió restablecer el servicio al 90% de sus clientes en el transcurso de las primeras 48 horas y completar la reconstrucción de la infraestructura en una semana.

Corte Suprema da luz verde al proyecto HidroAysén

La Tercera Sala del máximo tribunal desestimó los recursos interpuestos por grupos ecologistas en contra del proceso de tramitación ambiental del proyecto hidroeléctrico. Esta determinación ratificó que el proceso de evaluación ambiental se ajustó a la normativa vigente en el país y confirma el fallo de la Corte de Apelaciones de Puerto Montt.

ANEEL distingue a Coelce

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) divulgó un ranking que indicó a Coelce como la distribuidora de energía eléctrica con la mejor calidad de servicio en Brasil. El estudio evaluó 63 concesionarias de todo el país durante el periodo enero y diciembre de 2011.

Edegel es reconocida por su Buen Gobierno Corporativo

La Bolsa de Valores de Lima (BVL) reconoció a 24 empresas emisoras por sus prácticas de Buen Gobierno Corporativo (IBGC). En ella, se dio a conocer a las 10 empresas que conformarán la nueva cartera del IBGC para el periodo 2012-2013 y, tras un proceso de validación por parte de Pacific Credit Rating (PCR), Edegel fue seleccionada por quinto año consecutivo para formar parte de esta cartera.

Endesa Chile recibió el premio a la "Mayor Creación de Valor 2011, Sector Utilities"

Un ranking con las compañías que lideraron en ventas, rentabilidad y creación de valor, realizó el departamento de estudios de renta variable de Santander Global Banking and Markets, destacando Endesa Chile con el premio a la "Mayor Creación de Valor 2011, Sector Utilities". Para la elaboración de la medición se siguió una serie de pasos metodológicos, con el objetivo de depurar al máximo la lista final.

Endesa Chile destaca en Ranking Eva 2012

Endesa Chile recibió el premio a mejor empresa en el sector Energía-Generación del Ranking EVA 2012, preparado por Econsult y la revista Qué Pasa. Esta distinción mide a las compañías con mayor generación de valor agregado para sus accionistas. La medición se realiza desde el año 2003 y cuantifica el Valor Económico Agregado (Economic Value Added, EVA) de 132 empresas del país.

Abril



Mayo



Junio



Inauguración de la Subestación Bicentenario

Con el objetivo de satisfacer y cubrir la creciente demanda de energía eléctrica del Gran Santiago, específicamente de la zona sur poniente de la capital, Chilectra conectó a su sistema eléctrico la Subestación Bicentenario, la que se encuentra ubicada en la comuna de Maipú. Las nuevas instalaciones, en una primera etapa, cuentan con una capacidad de 25 MVA, preparadas para suministrar energía a aproximadamente 30.000 hogares.

Central Quintero es certificada en la norma ISO 50001

Endesa Chile es la primera utilities de América Latina en recibir la certificación por la aplicación de un Sistema de Gestión de la Energía (SGE), basado en la norma internacional ISO 50001, Energy Management Systems. La Central Quintero, ubicada en la Región de Valparaíso, aprobó con éxito la auditoría de certificación de la norma, realizada por la certificadora especializada AENOR.

Ecoelce galardonado por el Gobierno Federal en Brasilia

El Programa Ecoelce recibió el reconocimiento de la Secretaría General de la Presidencia de la República, en una solemne ceremonia con la presencia de la Presidenta Dilma Rousseff, por estar entre las mejores prácticas que contribuyen al desarrollo del país. El programa fue clasificado entre las 51 mejores prácticas de Brasil.

Endesa Chile apela ante Comité de Ministros para aprobar EIA de Punta Alcalde

La compañía recurrió a la instancia con la finalidad de conseguir la aprobación para la construcción del proyecto Punta Alcalde, luego de ser rechazado por la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Atacama, sobre la base de parámetros no técnicos y que no consideraron todos los antecedentes presentados por la compañía durante el proceso de evaluación, el que se extendió por más de tres años.

Endesa (España) propone aumento de capital en Enersis

Mediante un hecho esencial enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), el Directorio de Enersis informó al mercado local la decisión de convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 13 de septiembre con el objeto de pronunciarse, entre otros puntos, respecto a la propuesta de Endesa (España) de aumentar el capital social de la compañía por el equivalente en pesos chilenos, de hasta la suma de US\$8.020 millones o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. Con fecha 22 de junio de 2012, el Presidente del Directorio de Enersis recibió de parte de Endesa Latinoamérica, S.A. (accionista controlador), una carta de fecha 18 de junio de 2012, a través de la cual se proponía al Directorio la operación de aumento de capital.

Endesa Chile firmó convenio con Crystal Lagoons

El acuerdo permitirá la investigación en terreno de la aplicación del concepto y tecnología de lagunas de enfriamiento para centrales térmicas, como alternativa a sistemas de enfriamiento convencionales. El proyecto, consiste en la realización de varios experimentos orientados a verificar y mejorar la capacidad disipadora de los cuerpos de agua, utilizando parte del agua de refrigeración de la central San Isidro, en una laguna de prueba de una superficie de 5.000 m² que se construirá en dicha central.

SVS califica como operación entre partes relacionadas aumento de capital

La SVS señaló que el Directorio de Enersis deberá informar en un plazo de 5 días hábiles las medidas que adoptará para dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (Ley de Sociedades Anónimas), puesto que éstas resultan complementarias y deben aplicarse conjuntamente en lo que correspondiere. Estas disposiciones dicen relación con las Operaciones de Aumento de Capital y Operaciones entre Partes Relacionadas, respectivamente.

Chilectra y Ciudad Empresarial firman acuerdo para impulsar proyecto Smartcity

El convenio permitirá desarrollar el primer prototipo de Ciudad Inteligente de Chile, denominado "Smartcity Santiago". El modelo permitirá incorporar proyectos de movilidad eléctrica, telemedición, departamentos de operación domótica, generación fotovoltaica a través de energía solar, automatización de la red eléctrica, alumbrado público LED y televigilancia, entre otros.

Endesa Chile resuelve diferencias con Trichahue en Pehuenche

Los directorios de Inversiones Trichahue y de Endesa Chile aprobaron, respectivamente, un acuerdo que permitirá la firma de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre Endesa Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., el que reemplazará al actual contrato, vigente desde 2007. Con esta iniciativa, ambos accionistas de Pehuenche dan por cerradas sus diferencias y ponen término al proceso arbitral en curso.

Julio



Agosto



Chilectra energizó subestación de 800 MVA

La compañía efectuó la primera energización y puesta en servicio del segundo banco de autotransformadores de 400 MVA, 220/110 KV en Subestación El Salto, transformándose en la primera instalación de propiedad de Chilectra que posee una potencia instalada de 800 MVA.

Enersis acoge indicaciones de la SVS y continúa con aumento de capital

Tras analizar el oficio de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), el Directorio de la compañía decidió continuar con el aumento de capital, aplicando las normas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas. Asimismo, resolvió postergar la convocatoria a Junta Extraordinaria de Accionistas, citada para el 13 de septiembre para una nueva fecha que se determinará oportunamente, y convocar a un nuevo Directorio, con fecha 22 de agosto, con el objetivo de definir los próximos pasos.

Enersis inicia búsqueda de evaluador independiente

El Directorio acordó continuar con el proceso de aumento de capital propuesto por Endesa (España), para lo cual inició la búsqueda de un evaluador independiente, sin perjuicio de lo que resuelva el Comité de Directores. El Directorio tomó conocimiento de una carta recibida del controlador, mediante la cual Endesa (España) confirma su interés en continuar con el proceso de aumento de capital propuesto y solicita se convoque en su debida oportunidad a una Junta de Accionistas para cuyos efectos deberán observarse adicionalmente las disposiciones del Título XVI de la Ley de S.A. y en términos tales y con la debida anticipación necesaria para que todos los accionistas de Enersis puedan participar.

Chilectra y Endesa Chile obtienen reconocimiento por sus políticas de RSE

En el marco del VIII Ranking Nacional de Responsabilidad Social Empresarial que año a año elaboran Fundación PROhumana, Revista Qué Pasa y la CPC, Chilectra y Endesa Chile obtuvieron el primer y séptimo lugar, respectivamente. En este estudio, las empresas fueron calificadas a través de una evaluación integral que analiza las políticas y programas de RSE que poseen.

Directorio nombra a evaluador independiente del aumento de capital

El Directorio de Enersis designó a IM Trust como evaluador independiente del aumento de capital, en razón de la alta calidad técnica y profesional de dicha empresa, su reconocido prestigio en estas materias, así como por su independencia. Lo anterior, en cumplimiento de las formalidades establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas.

Comité de Directores designa a evaluador independiente del aumento de capital

De acuerdo a las disposiciones del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, el Comité de Directores decidió contratar a Claro y Asociados Ltda. como evaluador independiente del aumento de capital, atendida su independencia, la ausencia de conflictos de interés en esta materia y su calidad técnica y profesional.

Aprueban EIA del proyecto Central Hidroeléctrica Curibamba

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Perú aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto de Central Hidroeléctrica Curibamba, de la filial Edegel. La central tendrá una capacidad instalada de 188 MW.

Endesa Chile obtiene aprobación ambiental de Parque Eólico Renaico

A través de su filial Endesa Eco, la compañía obtuvo la aprobación ambiental de la DIA del proyecto Parque Eólico Renaico, iniciativa que contempla la construcción y operación de un parque eólico compuesto por 44 aerogeneradores -de una altura aproximada de 100 metros-, los que sumarán una capacidad instalada de hasta 106 MW.

Consultora CEOP otorga Premio Prestigio a Edesur

Edesur fue destacada como la empresa más prestigiosa del sector eléctrico argentino. Esto, luego que recibiera el Premio "Prestigio", el cual es elaborado por la Consultora CEOP y que este año, fue entregado por el medio económico, Diario Ámbito Financiero.

Endesa Chile pone en marcha operación comercial de Bocamina II

Tras el período de puesta en servicio, la compañía puso a disposición del Sistema Interconectado Central (SIC) la unidad con una capacidad instalada de 350 MW.

Comité de Directores entrega informe relativo a aumento de capital

A través de un hecho esencial se informó al mercado local que el Comité de Directores, en su sesión celebrada el 29 de octubre, la que se extendió hasta la madrugada del 30 de octubre, ha emitido formalmente su informe, relativo al aumento de capital en curso, de conformidad con el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas. El documento quedó a disposición de los accionistas y el público en general en las oficinas de la compañía en y la página web www.enersis.cl.

Enersis informa carta de Endesa (España) relativa a condicionalidad del aumento de capital

A través de un hecho esencial, Enersis comunicó al mercado local que ha recibido una comunicación de Endesa (España) con fecha 30 de octubre, relacionada con una proposición de condicionalidad en el aumento de capital. Endesa (España) solicita que se proponga a la Junta Extraordinaria de Accionistas que la suscripción y pago de acciones emitidas quede sujeta al cumplimiento de una condición suspensiva. Esta consiste en que los accionistas suscriban, ya sea en el período de suscripción preferente o del remanente, al menos una cantidad de acciones que permita a Endesa (España) no superar el 65% de las acciones con derecho a voto.

Septiembre



Octubre



Instituto Superior Tecnológico Nuevo Pachacútec

El Instituto Superior Tecnológico Nuevo Pachacútec, principal programa educativo que apoya el Grupo en Perú, tiene ya seis promociones egresadas, con 9 de cada 10 alumnos trabajando. El esfuerzo de este año se ha dirigido a convertirlo en el mejor instituto de electricidad y en un referente para las empresas eléctricas, para lo cual se ha sumado también la Fundación Endesa.

Evaluadores Independientes entregaron informes sobre aumento de capital

Los evaluadores independientes mandatados para analizar la propuesta de aumento de capital en Enersis, IM Trust y Claro y Asociados Ltda., entregaron sus respectivos informes. De esta manera, se completó un hito relevante en el marco de la operación propuesta por Endesa (España).

Directores de Enersis emiten sus opiniones respecto a aumento de capital

Los directores de Enersis, en forma individual, han emitido respectivamente las opiniones individuales establecidas por los numerales 5 y 6 del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, relativas al aumento de capital. Los documentos quedaron a disposición de los accionistas y el público en general en las oficinas de la compañía en y la página web www.enersis.cl.

Liquidaciones de venta de El Chocón

En noviembre la Secretaría de Energía comunicó su autorización a la cesión de las liquidaciones de venta del año 2013 y futuras de Hidroeléctrica El Chocón a Endesa Costanera, para financiamiento del Plan de inversiones de Endesa Costanera. Este permiso por parte del Ejecutivo, permite dar certeza de cobro a las liquidaciones de venta de Hidroeléctrica El Chocón del citado período y diferir impuestos del orden de US\$23,6 millones.

Carta de compromiso de Endesa (España) frente al aumento de capital

Enersis informó al mercado local respecto a una comunicación recibida por parte de Endesa (España) relativa a la posición del controlador frente a determinados aspectos del aumento de capital: garantías en la operación de Cono Sur, único vehículo de crecimiento, política de dividendos, uso de fondos y vocación de permanencia.

Enersis convoca a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 14 de diciembre

Con fecha 21 de noviembre Enersis recibió comunicación de AFP Habitat, AFP Planvital, AFP Provida, AFP Capital, AFP Cuprum y AFP Modelo, todas accionistas de Enersis, que en conjunto representan un 13,63% de la propiedad, donde solicitaron la convocatoria de una Junta Extraordinaria de Accionistas antes a la convocada a la del 20 de diciembre. El Directorio decidió convocar a Junta con el objeto de informar detalladamente sobre los fundamentos de cada uno de sus miembros, respecto a la decisión de llamar a Junta Extraordinaria de Accionistas, entre otros puntos.

Noviembre



Directorio de Enersis convoca a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 20 de diciembre

El Directorio convocó a Junta Extraordinaria de Accionistas a fin de que pronuncie sobre el aumento de capital, en los mismos términos que fue formulada como una operación única por Endesa (España). Se somete a aprobación, entre otros puntos, aumentar el capital social en un monto no menor a US\$5.915 millones ni superior a los US\$6.555 millones, o en la suma que determine la Junta. Por medio de otro hecho esencial se dio cuenta del acuerdo de Directorio respecto a una serie de temas de interés de los accionistas en relación al aumento de capital, entre ellos, que el aporte de Endesa (España), a través de las participaciones que posee en distintas sociedades en Sudamérica, debería situarse en un rango no inferior a US\$3.586 millones ni superior a US\$3.974 millones, y el Directorio acordó solicitar a Endesa (España) el pronunciamiento sobre una serie de temas de interés social.

Enersis y Endesa Chile recibieron el Sello Igual del Sernam

Contribuir a la participación, el posicionamiento y la mejora de la calidad del empleo de las mujeres, contribuyendo a disminuir las barreras que las afectan, es el objetivo del Sello Igual, una iniciativa del Servicio Nacional de la Mujer que reconoce el esfuerzo de instituciones, tanto públicas como privadas, de incorporar buenas prácticas laborales en relación a la equidad de género.

Inauguración de la primera Smartcity de Sudamérica

Cidade Inteligente de Búzios, ubicada en el balneario de Búzios, Brasil, es la primera ciudad inteligente de la región. Permitirá, entre otros, la aplicación de tarifas diferenciadas, utilización de alumbrado público sostenible y fomentar la eficiencia energética.

Coelce en primer lugar en satisfacción de clientes en América Latina

Coelce recibió el premio como la mejor distribuidora de energía de América Latina en Satisfacción del Cliente. Se trata de un reconocimiento internacional otorgado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER). Además del premio, la compañía recibió una mención especial por su desempeño en Responsabilidad Social.

Edelnor pone en marcha proyecto de movilidad eléctrica

Con el objetivo de estudiar las posibilidades de la movilidad eléctrica en Perú, Edelnor y Mitsubishi Motors firmaron un acuerdo de cooperación, que además busca dar a conocer los alcances de una nueva tecnología innovadora y medioambientalmente sostenible en medios de transporte.

Comité de Ministros aprueba proyecto Punta Alcalde

El proyecto central Punta Alcalde, que contará con una capacidad instalada de 740 MW y que estará ubicado a 13 kilómetros de la ciudad de Huasco, recibió la aprobación ambiental por parte del Comité de Ministros. Como parte de los compromisos adicionales adquiridos por Endesa Chile, se alcanzó un acuerdo con la Compañía de Aceros del Pacífico (CAP), consistente en instalar un Precipitador Electroestático en una chimenea de la Planta de Pellets que CMP, filial de CAP, que tiene en la localidad de Huasco, el que será financiado por ambas partes.

Endesa (España) presenta propuesta a las AFPs sobre aumento de capital de Enersis

Enersis informó al mercado, a través de un hecho esencial, la recepción de un comunicado de prensa por parte de Endesa (España), donde se da a conocer una propuesta del controlador a las AFPs, la que fue considerada por AFP Habitat, AFP Planvital, AFP Provida, AFP Capital y AFP Cuprum como beneficiosa para todos los accionistas de Enersis. En el comunicado se detalla que el aumento de capital se realizaría por un total de 16.441.606.297 acciones, a un precio de \$173 por acción y que Endesa (España) concurriría con un total de 9.967.630.058 acciones, mientras que los minoritarios por un total de 6.473.976.239 acciones.

Colocación de bonos de Emgesa

Con una sobre demanda del 370% (3,8 veces) frente al monto ofertado por \$350.000 millones de pesos colombianos, Emgesa realizó la colocación de un bono corporativo por un valor total de hasta \$500.000 millones de pesos colombianos.

Directorio de Enersis fija precio de colocación de acciones del aumento de capital

Se acordó proponer a la Junta Extraordinaria de Accionistas a realizarse el 20 de diciembre, un rango para el precio de colocación de las nuevas acciones entre \$160 y \$187 por acción. Además, declaró que tanto el monto del aumento de capital, valor de los activos y número máximo de acciones a emitir contenidos en los comunicados de prensa de Endesa (España) y cinco AFPs (AFP Habitat, AFP Planvital, AFP Provida, AFP Capital y AFP Cuprum) se encuentran dentro de los parámetros contemplados en los informes emitidos por los evaluadores independiente y por el Comité de Directores. En ese mismo documento, se dio respuesta al Oficio Ordinario N°28.292 emitido por la SVS.

Comité de Directores examina contrato de suscripción de acciones a celebrarse entre Enersis y Endesa (España)

El documento fue remitido al Directorio sin observaciones el contrato de suscripción de acciones a celebrarse entre Enersis y Endesa (España) para su difusión a los accionistas de la compañía. El documento se someterá para su aprobación en la Junta Extraordinaria de Accionistas del 20 de diciembre. Asimismo, se informó que el Depositario Citibank ha informado que no otorgará al Presidente del Directorio el voto discrecional de aquellos tenedores de ADRs que no hayan expresado intención de voto.

Exito de Enersis en convocatoria de aumento de capital: 86% de los accionistas aprobaron propuesta

Con una amplia mayoría, la que alcanzó al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, prácticamente un 86% de los accionistas presentes en la Junta, aprobaron el aumento de capital con las siguientes características: 1) Monto máximo del aumento de capital: \$2.844.397.889.381 dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. 2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que sería aportadas por Endesa (España) a Enersis, tendrá un valor de \$1.724.400.000.034 que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis a un precio de \$173 por acción, 3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de \$173 por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.

Diciembre

**Inicio del proyecto Salaco en Colombia**

Con el objetivo de realizar una readecuación y modernización de la cadena constituida por las plantas menores San Antonio, Limonar y La Tinta-La Junca, se aprobó el proyecto Salaco para que entren a operar como las centrales Salto II, Laguneta y Darío Valencia, de despacho central filo de agua. Este proyecto representará para Emgesa un crecimiento en potencia instalada de 144,8 MW adicionales y un incremento medio de energía esperado de generación con 482 GWh/año.

Junta Extraordinaria de Accionistas solicitada por las AFPs

La compañía llevó adelante la Junta Extraordinaria de Accionistas solicitada por las AFPs la cual tuvo un carácter informativo, para dar respuesta en forma amplia y detallada sobre los puntos planteados por las Administradoras.

Presentación de prospecto y antecedentes para la inscripción de acciones

El 31 de diciembre, Enersis solicitó a la SVS la inscripción en el Registro de Valores de la SVS la emisión de acciones de pago de la compañía, correspondientes al aumento de capital por \$2.844.397.889.381 equivalente a la fecha de la Junta Extraordinaria de Accionistas a 16.441.606.297 acciones de pago, nominativas, ordinarias, de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.





principales indicadores financieros y de operación



1. Principales indicadores financieros y de operación

	Al 31 de diciembre de cada año (cifra en millones de pesos nominales)					
	2007 (1)	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)	2011 (2)	2012
Activo total	11.437.767	13.781.177	13.210.140	13.005.845	13.733.871	13.317.834
Pasivo exigible total	5.792.790	7.752.045	6.833.137	6.491.817	6.837.717	6.354.065
Ingresos de explotación	4.686.676	6.579.945	6.472.056	6.563.581	6.534.880	6.577.667
Ebitda	1.680.994	2.301.714	2.467.101	2.261.691	2.127.368	1.982.924
Resultado neto (3)	188.376	507.590	660.231	486.227	375.471	377.351
Índice de liquidez	1,30	1,09	1,17	0,97	1,03	0,99
Coefficiente de endeudamiento (4)	1,03	1,29	1,07	1,00	0,99	0,91

Negocio de generación	Al 31 de diciembre de cada año					
	2007	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)	2011 (2)	2012
ARGENTINA						
Número de trabajadores	323	325	332	426	473	501
Número de unidades generadoras	20	20	20	20	20	20
Capacidad instalada (MW)	3.644	3.652	3.652	3.652	3.652	3.652
Energía eléctrica generada (GWh)	12.117	10.480	11.955	10.940	10.801	11.289
Ventas de energía (GWh)	12.406	11.098	12.405	11.378	11.381	11.852
BRASIL						
Número de trabajadores	191	193	200	193	202	202
Número de unidades generadoras	13	13	13	13	13	13
Capacidad instalada (MW)	987	987	987	987	987	987
Energía eléctrica generada (GWh)	3.954	3.379	3.319	5.095	4.155	5.177
Ventas de energía (GWh)	7.348	7.093	6.869	6.790	6.828	7.291
CHILE						
Número de trabajadores	841	1.123	1.172	607	1.081	1.141
Número de unidades generadoras	63	65	110	107	107	111
Capacidad instalada (MW)	4.779	5.283	5.650	5.611	5.611	5.961
Energía eléctrica generada (GWh)	18.773	21.267	22.239	20.914	20.722	20.194
Ventas de energía (GWh)	19.212	21.532	22.327	21.847	22.070	21.277
COLOMBIA						
Número de trabajadores	399	404	415	444	498	517
Número de unidades generadoras	28	29	29	30	30	30
Capacidad instalada (MW)	2.829	2.895	2.895	2.914	2.914	2.914
Energía eléctrica generada (GWh)	11.942	12.905	12.674	11.283	12.090	13.294
Ventas de energía (GWh)	15.613	16.368	16.806	14.817	15.112	16.304
PERÚ						
Número de trabajadores	206	219	224	244	247	263
Número de unidades generadoras	24	24	25	25	25	25
Capacidad instalada (MW)	1.468	1.467	1.667	1.668	1.668	1.657
Energía eléctrica generada (GWh)	7.654	8.102	8.163	8.466	9.153	8.740
Ventas de energía (GWh)	7.994	8.461	8.321	8.598	9.450	9.587



Negocio de distribución	Al 31 de diciembre de cada año					
	2007	2008 (2)	2009 (2)	2010 (2)	2011 (2)	2012
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh)	15.833	16.160	16.026	16.759	17.233	17.338
Número de clientes	2.227.742	2.262.231	2.305.060	2.352.720	2.388.605	2.388.675
Pérdidas de energía	10,7%	10,6%	10,5%	10,5%	10,5%	10,6%
Número de trabajadores	2.534	2.590	2.628	2.627	2.849	2.948
Cientes / trabajadores	879	873	877	896	838	810
BRASIL						
Ventas de energía (GWh)	16.212	16.689	17.253	18.777	19.193	20.694
Número de clientes	5.067.317	5.308.306	5.487.066	5.665.195	5.867.888	6.050.522
Pérdidas de energía	17,4%	16,4%	16,8%	16,8%	16,2%	16,3%
Número de trabajadores	2.682	2.576	2.533	2.484	2.496	2.382
Cientes / trabajadores	1.889	2.061	2.166	2.281	2.351	2.540
CHILE						
Ventas de energía (GWh)	12.923	12.535	12.585	13.098	13.697	14.445
Número de clientes	1.483.239	1.533.866	1.579.069	1.609.652	1.637.977	1.658.637
Pérdidas de energía	5,9%	5,9%	6,1%	5,8%	5,5%	5,4%
Número de trabajadores	728	717	731	719	712	734
Cientes / trabajadores	2.037	2.139	2.160	2.239	2.301	2.260
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh)	11.441	11.822	12.114	12.515	12.857	13.364
Número de clientes	2.208.559	2.284.855	2.473.747	2.546.559	2.616.909	2.712.987
Pérdidas de energía	8,7%	8,1%	8,4%	8,5%	8,1%	7,5%
Número de trabajadores	931	932	1.017	1.083	1.101	1.127
Cientes / trabajadores	2.372	2.452	2.432	2.351	2.377	2.407
PERÚ						
Ventas de energía (GWh)	5.201	5.599	5.716	6.126	6.572	6.863
Número de clientes	986.451	1.027.750	1.060.508	1.097.533	1.144.034	1.203.061
Pérdidas de energía	8,1%	8,2%	8,1%	8,3%	8,2%	8,2%
Número de trabajadores	544	571	595	553	550	607
Cientes / trabajadores	1.813	1.800	1.782	1.985	2.080	1.982

(1) Estados financieros confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile.

(2) Cifras contables en IFRS. Hasta 2008, los estados financieros anuales fueron confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile. A partir de 2009, los estados financieros han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, presentándose también los estados financieros de 2008 bajo la nueva norma contable. Producto de este cambio en las normas contables, las sociedades de control conjunto en las cuales Enersis tiene participación, pasó a consolidarse en la proporción que Enersis representa en el capital social, por tanto en 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012 se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.

(3) Para los años 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012, corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.

(4) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.





identificación de la compañía y documentos constitutivos

p. 26
Identificación de la
compañía

p. 27
Objeto social

p. 26
Documentos constitutivos



1. Identificación de la compañía

Domicilio	Santiago, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	94.271.000-3
Dirección	Santa Rosa N° 76, Santiago, Chile
Teléfonos	(56-2) 2353 4400 - (56-2) 2378 4400
Fax	(56-2) 2378 4788
Casilla	1557, Santiago
Sitio web	www.enersis.cl
Correo electrónico	informaciones@enersis.cl
Inscripción Registro de Valores	N°175
Auditores externos	Ernst & Young
Capital suscrito y pagado (M\$)	2.824.882.835
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENERSIS
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	ENI
Nemotécnico en Bolsa de Madrid	XENI
Banco custodio programa ADR's	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADR's	Citibank N.A.
Banco custodio Latibex	Banco Santander
Entidad de enlace Latibex	Santander Central Hispano Investment S.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate, Fitch Ratings y Humphrey's
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's

2. Documentos constitutivos

La sociedad que dio origen a Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., según consta en escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada en la notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna y modificada por escritura pública el 13 de julio del mismo año, extendida en la misma notaría. Se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos por resolución N°409-S del 17 de julio de 1981, de la Superintendencia de Valores y Seguros. El extracto de la autorización de existencia y aprobación de los estatutos fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas

13.099, N°7.269 correspondiente al año 1981, y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. A la fecha, los estatutos sociales de Enersis han sido objeto de diversas modificaciones.

Con fecha 1 de agosto de 1988, la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A. La última modificación es la que consta en escritura pública del 28 de diciembre de 2012, otorgada en la notaría de Santiago de Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 3.562, N° 2.344 del Registro de Comercio del año 2013 y publicado en el Diario Oficial el 11 de enero de 2013.



3. Objeto social

La sociedad tiene como objeto 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. Tendrá también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera 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.

En el cumplimiento de su objeto principal, la compañía desarrollará las siguientes funciones: a) promover, organizar, constituir, modificar, disolver o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, cuyo objeto social sea

relacionado a los de la compañía; b) proponer a sus empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse; c) supervisar la gestión de sus empresas filiales; d) prestar a sus empresas filiales o coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales; de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.

Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la sociedad podrá invertir en: i) la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas; y ii) en toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.



propiedad y control

p. 30
Estructura de propiedad

p. 30
Identificación de los controladores

p. 30
Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

p. 31
Cambios de mayor importancia en la propiedad

p. 31
Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas

p. 31
Síntesis de comentarios y proposiciones del Comité de Directores y de los accionistas

1. Estructura de propiedad

El capital de la compañía se divide en 32.651.166.465 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie.

Al 31 de diciembre de 2012, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Endesa Latinoamérica S.A.	19.794.583.473	60,62%
Administradoras de Fondos de Pensiones	4.416.326.235	13,53%
ADR's (Citibank N.A. según circular N° 1.375 de la SVS)	3.694.698.650	11,32%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	1.867.308.133	5,72%
Fondos de Inversión Extranjeros	1.233.428.182	3,78%
Banco de Chile por cta. de terceros	977.171.885	2,99%
Otros Accionistas	667.649.907	2,04%
Total Acciones	32.651.166.465	100,00%

2. Identificación de los controladores

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador directo de la compañía es Endesa Latinoamérica, S.A., sociedad española que posee un 60,62% de la propiedad de Enersis.

Endesa Latinoamérica, S.A., por su parte, es controlada en un 100% por ENDESA, S.A.,

sociedad domiciliada en el Reino de España cuyos principales accionistas al 31 de diciembre de 2012, y de conformidad con lo que publica la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores de España) son: ENEL ENERGY EUROPE, S.L., con un 92,063 % (ENEL ENERGY EUROPE S.L.), la que a su vez, es controlada en un 100% por ENEL S.p.A. El free float¹ de ENDESA, S.A., al 31 de diciembre de 2012, era de un 7,937%.

(1) Free float entendido como porcentaje de las acciones de la sociedad mantenido bajo la propiedad de accionistas distintos a la controladora.

3. Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Al 31 de diciembre de 2012, Enersis era propiedad de 7.339 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o Razón Social	Rut	Numero de Acciones	Participación
Endesa Latinoamérica, S.A.	59.072.610-9	19.794.583.473	60,62%
Citibank N.A. (según circular N°1.375 SVS)	59.135.290-3	3.694.698.650	11,32%
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	1.304.042.640	3,99%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	1.122.471.041	3,44%
Banco de Chile (por cuenta de terceros)	97.004.000-5	977.171.885	2,99%
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	930.517.958	2,85%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	911.634.819	2,79%
Banco Itaú (por cuenta de inversionistas)	76.645.030-K	642.734.035	1,97%
Banco Santander (por cuenta de inv. extranjeros)	97.036.000-K	482.166.494	1,48%
Banchile corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	288.428.936	0,88%
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	90.249.000-0	157.245.378	0,48%
Larrain Vial S.A. Corredores de Bolsa	80.537.000-9	155.098.236	0,48%
Subtotal 12 accionistas		30.460.793.545	93,29%
Otros 7327 accionistas		2.190.372.920	6,71%
Total 7.339 accionistas		32.651.166.465	100%

4. Cambios de mayor importancia en la propiedad

Durante el año 2012, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enersis fueron:

Nombre o razón social	N° de acciones al 31/12/2011	N° de acciones al 31/12/2012	Variación en número de acciones
Citibank N.A. (Según Circular N°1.375 SVS)	4.122.810.400	3.694.698.650	- 428.111.750
AFP Provida S.A.	1.252.405.010	1.304.042.640	51.637.630
AFP Habitat S.A.	1.080.565.611	1.122.471.041	41.905.430
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	1.003.023.860	977.171.885	- 25.851.975
AFP Cuprum S.A.	915.000.398	930.517.958	15.517.560
AFP Capital S.A.	858.397.086	911.634.819	53.237.733
Banco ITAU por cuenta de inversionistas	479.268.568	642.734.035	163.465.467
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	406.254.158	482.166.494	75.912.336
Banchile C. de B. S.A.	299.299.568	288.428.936	- 10.870.632
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	265.018.247	157.245.378	- 107.772.869
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	142.613.678	155.098.236	12.484.558
AFP Planvital S.A.	126.284.986	124.687.072	- 1.597.914

5. Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas

Accionista	RUT	Comprador/ Vendedor	Fecha de Transacción	Número de Acciones Transadas	Precio Unitario Transacción (Pesos)	Monto Total de la Transacción (Pesos)	Objeto de la Transacción	Relación con la Sociedad
Sebastián Pablo Somerville Barbosa	9.980.165-4	Vendedor	04-01-2011	100.000	219,90	21.990.000	Inversión Financiera	Relacionado con Hernán Somerville Senn Director Enersis
Soc. Inv. y Asesorías El Canelo Ltda.	78.588.040-4	Comprador	30-04-2011	89.986	190,00	17.097.340	Inversión Financiera	Relacionada con Eugenio Tironi Barrios Director Enersis
Soc. Inv. y Asesorías El Canelo Ltda.	78.588.040-4	Comprador	09-05-2011	6.574	200,52	1.318.218	Inversión Financiera	Relacionada con Eugenio Tironi Barrios Director Enersis
Soc. Inv. y Asesorías El Canelo Ltda.	78.588.040-4	Comprador	09-05-2011	211	199,00	41.989	Inversión Financiera	Relacionada con Eugenio Tironi Barrios Director Enersis
Santana S.A.	90.856.000-0	Comprador	18-08-2011	2.776.701	180,07	499.999.872	Inversión Financiera	Relacionada con Leonidas Vial Echeverría Director Enersis
Inversiones Santa Verónica Ltda.	79.880.230-5	Comprador	11-04-2012	1.000.000	197,34	197.340.000	Inversión Financiera	Relacionado con Hernán Somerville Senn Director Enersis
Jean Paul Zalaquett	8.668.933-2	Vendedor	14-12-2012	1.530	172,00	263.160	Inversión Financiera	Gerente Sostenibilidad Chilectra

6. Síntesis de comentarios y proposiciones del Comité de Directores y de los accionistas

No se recibieron en Enersis comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2012 por parte del Comité de Directores o accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo establecido en el Art. 74 de la Ley N° 18.046 y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas.



administración

p. 34
Directorio

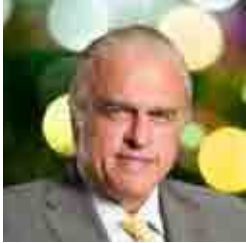
p. 35
Comité de Directores

p. 44
Principales ejecutivos

p. 45
Estructura
organizacional



1. Directorio



PRESIDENTE
Pablo Yrarrázaval Valdés
Presidente de la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile
Rut: 5.710.967-K



VICEPRESIDENTE
Andrea Brentan
Ingeniero Civil Mecánico Politécnico di Milano y Máster en Ciencias Aplicadas New York University
Pasaporte: YA0688158



DIRECTOR
Rafael Miranda Robredo
Ingeniero Industrial Instituto Católico de Artes e Industrias de Madrid
Rut: 48.070.966-7



DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Abogado Universidad de Chile y Máster of Comparative Jurisprudence New York University
Rut: 4.132.185-7



DIRECTOR
Eugenio Tironi Barrios
Sociólogo Escuela de Altos Estudios en Ciencias Sociales, París, Francia
Rut: 5.715.860-3



DIRECTOR
Leonidas Vial Echeverría
Vicepresidente de la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile
Rut: 5.719.922-9



DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
Ingeniero Civil Industrial Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 6.429.250-1



SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto
Abogado Universidad de Chile y Máster of Laws University of Chicago
Rut: 6.973.465-0

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 22 de abril de 2010. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en Sesión Ordinaria de Directorio N°4 de fecha 23 de abril de 2010.

1.1. Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril acordó la remuneración que corresponde al Directorio de Enersis para el ejercicio 2012.

El detalle de los montos pagados al 31 de diciembre de 2012 a los directores de Enersis, en cuanto tales, así como miembros del Comité de Directores y del Comité de Auditoría se indican a continuación:

Al 31 de diciembre de 2012 en miles de pesos							
Nombre	Cargo	Período de Desempeño	Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Variable Utilidades 2011	Total
Pablo Yrarrázaval	Presidente	01/01/2012 al 31/12/2012	120.654			12.323	132.977
Andrea Brentan (*)	Vicepresidente	01/01/2012 al 31/12/2012					
Rafael Miranda	Director	01/01/2012 al 31/12/2012	60.327			6.161	66.488
Leonidas Vial	Director	01/01/2012 al 31/12/2012	60.734		18.479	7.607	86.819
Rafael Fernández	Director	01/01/2012 al 31/12/2012	61.141		18.886	7.607	87.634
Hernán Somerville	Director	01/01/2012 al 31/12/2012	61.141		18.886	7.607	87.634
Eugenio Tironi	Director	01/01/2012 al 31/12/2012	60.327			6.161	66.488
Totales			424.324		56.251	47.465	528.040

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

1.2. Planes de incentivo

Este consiste en una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio. A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

Fernández Morandé (independiente) y a don Leonidas Vial Echeverría (independiente).

De la misma forma, el Comité de Directores, en sesión de igual fecha designó Presidente a don Hernán Somerville Senn y Secretario del mismo a don Domingo Valdés Prieto. En la mencionada sesión, el Directorio designó a don Leonidas Vial Echeverría como Experto Financiero. Al uno de enero de 2012 el Comité de Directores no registraba variaciones respecto de lo anterior.

1.3. Gastos en asesoría del Directorio

Durante el año 2012, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

2.1. Informe anual de gestión

El Comité de Directores sesionó 23 veces durante 2012.

2. Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Enersis cuenta con un Comité de Directores compuesto de tres miembros, que tienen las facultades y deberes contemplados en dicho artículo y los delegados por el Directorio que constan en el Reglamento del Comité de Directores.

En sesión de 23 de abril de 2010 el Directorio de la sociedad designó como miembros del Comité de Directores de Enersis a don Hernán Somerville Senn (independiente), a don Rafael

En su **primera sesión** del ejercicio, efectuada el 31 de enero de 2012, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2011, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como los Informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas sobre el particular. Además, el Comité de Directores tomó conocimiento formal y expreso del informe sobre Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por Ernst & Young, de fecha 25 de enero de 2012, conforme a lo establecido en la Circular Conjunta N° 960 de la Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras y de Valores y Seguros. De la misma

forma, el Comité acordó tomar conocimiento formal y expreso de la carta de Control Interno de Enersis S.A. de fecha 25 de enero de 2012, preparada por los auditores externos Ernst & Young, de conformidad al Oficio Circular N°422 de la Superintendencia de Valores y Seguros

En su **segunda sesión**, del 29 de febrero de 2012, el Comité de Directores dio por aprobados los honorarios pagados por las empresas del Grupo Enersis durante el 2011 a las distintas firmas de auditoría externa que emplea y autorizó las estimaciones que se tienen para los honorarios a pagarse por el ejercicio 2012. El Comité procedió a calificar favorablemente la evaluación del trabajo de los auditores externos de la Compañía realizado durante el ejercicio 2011. Acordó, asimismo, proponer al Directorio para que éste, a su vez, sugiera a la Junta Ordinaria de Accionistas las firmas Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada como clasificadores privados de riesgo nacional y las firmas Fitch Ratings, Moody's Investors Service y Standard & Poor's International Ratings Services como clasificadores privados de riesgo internacional de Enersis S.A. para el ejercicio 2012. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores.

En su **tercera sesión**, que tuvo lugar el día 28 de marzo de 2012, el Comité de Directores acordó proponer al Directorio de la compañía, en cumplimiento del Oficio Circular N°718 de la SVS, de fecha 10 de febrero de 2012, el cual, entre otras aclaraciones, dispone en relación con la proposición de auditores externos que “el Directorio debe entregar a los accionistas la fundamentación de las diversas opciones que propondrá a la Junta, para que aquéllos cuenten con toda la información necesaria para elegir a la empresa de auditoría que examinará los estados financieros...” las siguientes firmas de auditoría externa como auditores externos de Enersis S.A. para el año 2012, según la siguiente priorización, así como hacer suya la fundamentación expuesta por el Comité de Directores para ello:

- 1.- Ernst & Young;
- 2.- KPMG y
- 3.- BDO Auditores

& Consultores Ltda. Se acordó aprobar la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el Ejercicio 2012, según la cual éste consistiría en la cantidad de 6.000.- Unidades de Fomento para fines de gastos y funcionamiento del Comité de Directores y sus asesores. Asimismo, los miembros del Comité de Directores resolvieron someter la mencionada proposición de presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2012 a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., a fin de que ésta decida en definitiva sobre este asunto. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. Asimismo, el Comité de Directores resolvió solicitar para una próxima sesión una presentación relativa a cuántos servicios y sus respectivos montos dinerarios se han examinado durante 2011 y en lo que había transcurrido del año 2012 por el Comité de Directores. El Comité de Directores acordó aprobar el texto del Formulario 20-F y proponer al Directorio que éste autorice la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC), con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de dicha autoridad relacionados con la emisión de valores en dicho país

En su **cuarta sesión**, que tuvo lugar el día 25 de abril de 2012, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 31 de Marzo de 2012, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por Ernst & Young respecto de la nota sobre saldos y transacciones con empresas relacionadas. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores

En su **quinta sesión** del ejercicio, extraordinaria, efectuada el día 15 de mayo de 2012 y celebrada a petición del Director Sr. Hernán Somerville Senn, con el fin de profundizar acerca de la situación por la cual atraviesan las filiales argentinas de Enersis S.A., particularmente bajo la óptica de las provisiones que se han efectuado y de las eventuales provisiones que bajo ciertos escenarios, aún no verificados, pudiesen ser precedentes. Expusieron sobre el tema el Gerente General, Ignacio Antoñanzas Alvear y Angel Chocarro García, gerente Regional de Contabilidad; expresando el Gerente General su preocupación por la evolución que ha presentado en el último tiempo la situación económica y regulatoria de Argentina, preocupación compartida y manifestada asimismo por el Comité de Directores, solicitando al gerente Regional de Planificación y Control, Ramiro Alfonsín Balza, que se refiriera a las últimas novedades y cambios producidos en el contexto argentino. Ramiro Alfonsín Balza efectuó una breve relación acerca de los cambios acaecidos en el mercado de la generación, de las expectativas que se han producido en relación a una eventual revisión de las tarifas de las distribuidoras eléctricas de dicho país y de ciertas actuaciones de las autoridades públicas de la Argentina. El director miembro del Comité, señor Rafael Fernández Morandé, inquirió acerca del comportamiento del sector financiero de la Argentina y de la visión que éste tiene acerca de todo el proceso que se está desarrollando en dicho país, lo cual fue respondido por el entonces Gerente Regional de Finanzas, Alfredo Ergas S. También se trató un tema solicitado por el director señor Rafael Fernández Morandé, cual es el proceso de determinación de objetivos y asignación de bonos. El gerente de Recursos Humanos, Carlos Niño realizó una presentación. El gerente de Recursos Humanos, para los casos de la Administración, expuso la asignación de bonos anuales correspondientes al ejercicio 2011, los criterios empleados al efecto, así como también se revisó la determinación de los objetivos para el ejercicio 2012.

En su **sexta sesión** del ejercicio, efectuada el día 30 de mayo de 2012, el Comité de Directores emitió su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas a través del Canal Ético, entregando directivas a seguir para cada una de éstas y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido de que corresponderá al Presidente del Comité de Directores determinar la procedencia

de una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento que la entidad de una denuncia así lo justifique a juicio del señor Presidente del Comité. Asimismo, el Comité de Directores concluyó que la contratación de un empleado de la auditora externa KPMG Auditores Consultores Ltda., auditores externos de Endesa Chile, para el cargo de “auditor”, dependiendo de la Gerencia de Auditoría Interna, no supone transgresión ni de la Sarbanes Oxley Act ni de la legislación local y, por lo tanto, no habría impedimento jurídico en la realización de la misma. Se señaló que, conforme a la Política de Contratación de Empleados de Empresas de Auditoría Externa por parte de las empresas del Grupo Enersis, se cuenta con una carta del socio principal de KPMG Auditores Consultores Ltda., en donde se señala en forma explícita que analizados los antecedentes y efectuadas las respectivas verificaciones internas, la contratación propuesta no contraviene los requisitos de independencia de auditores establecidos por la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América, ni originaría una violación a las leyes o reglamentos de valores que afecten a Enersis y a sus filiales. Sin embargo, los Directores Sres. Leonidas Vial y Rafael Fernández Morandé fueron de la opinión de analizar si realmente era necesaria la contratación por parte de Enersis S.A. de un empleado de la firma de auditoría externa de la filial Endesa Chile, KPMG Auditores Consultores Ltda., y si habría otras alternativas en el mercado, atendido que dicha persona trabajaba precisamente en la auditoría externa de la filial Endesa Chile y sus filiales chilenas y peruanas. El Presidente del Comité de Directores observó que si se daba cumplimiento a las legislaciones aplicables no veía inconveniente toda vez que no se trataba de una práctica generalizada. Finalmente y en virtud de lo señalado, la contratación propuesta no fue aprobada por los directores señores Vial Echeverría y Fernández Morandé. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. Atendido que el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville

Senn, había solicitado que en esta sesión se entregase información complementaria respecto de la situación de provisiones en Argentina y, particularmente, de ciertos ejercicios o sensibilidades bajo determinadas hipótesis que pudieran afectar a las filiales argentinas, el Gerente General, Ignacio Antoñanzas Alvear, se refirió a ciertos escenarios, aún no verificados, que podrían dar lugar a nuevas provisiones, pero que en la actualidad y por aplicación de las normas IFRS la compañía se encuentra impedida de efectuarlas. El Presidente del Comité de Directores consultó acerca de los supuestos de estos escenarios hipotéticos y del comportamiento de ciertas filiales argentinas de Enersis S.A. ante la variación de ciertos supuestos

En su **séptima sesión** del ejercicio, efectuada el día 22 de junio de 2012, se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. El Director, Rafael Fernández Morandé, manifestó que si bien tenía conocimiento que se trataría, en la sesión de Directorio a realizarse a continuación de esa sesión, lo relativo a un eventual aumento de capital a desarrollarse en Enersis S.A., consideraba necesario tratarlo en ese Comité de Directores. El director Fernández Morandé manifestó que, a su juicio, este aumento de capital constituía una operación entre partes relacionadas y debía ser liderada por el Comité de Directores. Explicó el Fiscal y Secretario del Comité de Directores, Domingo Valdés Prieto, las razones y fundamentos por lo que se estimaba no se trataba de una operación entre partes relacionadas. Adicionalmente, el Fiscal y Secretario del Directorio señaló que al efecto se había solicitado un informe en derecho al estudio Guerrero, Olivos, Novoa y Errázuriz y que esta opinión confirma la improcedencia de tratar como una operación entre partes relacionadas un aumento de capital que, por mandato legal, es resorte exclusivo de una Junta Extraordinaria de Accionistas. El Presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, consultó al Fiscal y Secretario del Comité, si desde la perspectiva de la legislación estadounidense

el Comité de Directores debía cumplir con obligaciones o deberes adicionales a los previstos en el Derecho Chileno y, por tanto, tener que analizarse la operación antes descrita en el Comité de Directores. El Fiscal y Secretario de dicho órgano societario respondió que ni el Derecho Chileno ni la legislación estadounidense aplicable a un emisor extranjero, como es Enersis S.A., conferirían atribuciones o deberes al Comité de Directores en orden a examinar o pronunciarse respecto de un aumento de capital con aportaciones no dinerarias. El Comité de Directores, acordó dejar constancia en acta de las inquietudes de Rafael Fernández Morandé y registrar como documento oficial copia del informe en derecho del Estudio Guerrero, Olivos, Novoa y Errázuriz que explica que el eventual aumento de capital antes referido no constituye operación entre partes relacionadas.

El 12 de julio de 2012 se realizó la **octava sesión**, extraordinaria, con motivo de una solicitud efectuada por el director y miembro de ese Comité Rafael Fernández Morandé, donde había señalado su preocupación por el rol que le correspondía al Comité de Directores en relación con la operación propuesta por Endesa Latinoamérica, el Comité de Directores, por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Fernández Morandé, declaró que este aumento de capital en Enersis S.A., no constituía una operación entre partes relacionadas y, por tanto, no debía regirse por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas. Finalmente y ante las diferencias de opinión, el director Fernández Morandé propuso consultar a la Superintendencia de Valores y Seguros, lo cual fue desestimado por el resto del Comité, habida consideración de la contundencia y claridad de los informes en Derecho, que habían sido emitidos por destacados despachos jurídicos. Asimismo, el Comité de Directores resolvió dejar registrados como documentos oficiales los informes en derecho emitidos por los estudios jurídicos Carey y Cía., Guerrero, Olivos, Novoa y Errázuriz y Chadbourne and Parke y carta del Director Rafael Fernández Morandé.

En su **novena sesión** del ejercicio, celebrada el 25 de julio de 2012, se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió

a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. Asimismo, se aprobó el plan de auditoría de los auditores externos. El Comité de Directores, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de junio de 2012, con sus respectivas Notas, Análisis Razonado, Hechos Relevantes y el Informe de los Auditores Externos, manifestando su conformidad con los mismos. De la misma forma, el Comité de Directores declaró examinadas las modificaciones a los estados financieros consolidados de Enersis S.A. al 31 de marzo de 2012, conforme al Oficio N° 14.886 de la SVS.

El 31 de agosto de 2012 se celebró la **décima sesión** del ejercicio, donde se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. Asimismo, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros, declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía

El 5 de septiembre de 2012 se realizó la **undécima sesión** del ejercicio, en carácter de extraordinaria, ocasión en que se aprobó la contratación la firma Humphreys Clasificadores de Riesgo como clasificadora privada de riesgo nacional para efectos de dar cumplimiento al requerimiento de la Comisión Clasificadora de Riesgo que solicitaba una tercera clasificación de riesgo de los instrumentos de deuda de Enersis S.A. inscritos en el Registro de Valores y Seguros, incorporando la información contenida en el hecho esencial de fecha 25 de julio de 2012 (convocatoria a junta de accionistas para tratar aumento de capital). Se acordó, asimismo, de conformidad con la interpretación administrativa que había realizado la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) en su Oficio Ordinario N°18.684 (Oficio que había sido analizado en profundidad por el Directorio de la Compañía en sus sesiones extraordinarias de 6 y 9 de agosto de 2012) en virtud de la cual había

considerado que el aumento de capital en curso debía complementarse con las normas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas Abiertas y habida consideración de que el Directorio de Enersis S.A. había designado a un evaluador independiente, iniciar un procedimiento para designar un evaluador independiente distinto del nominado por el Directorio de la compañía. De conformidad con la misma interpretación administrativa, el Presidente manifestó que el Gerente General, Ignacio Antoñanzas Alvear, había procedido a remitirle todos los antecedentes de que disponía, hasta esta fecha, el Directorio; y que el Directorio de Enersis S.A. había adoptado un acuerdo en virtud del cual resolvió que todos los nuevos antecedentes que este último órgano societario reciba serán oportunamente remitidos al Comité de Directores. Señaló el Presidente que debía definirse un equipo de trabajo para apoyar adecuadamente al Comité de Directores y que este órgano societario debía trazarse un plan de trabajo que comprendiera, si fuere necesario, reuniones in situ en las sedes de las principales filiales nacionales y extranjeras de Enersis S.A., conjuntamente con contar con un profesional dedicado totalmente a estos efectos, por lo que se acordó designar a Cristián del Sante como coordinador de todas las tareas que surjan con motivo del plan de trabajo que próximamente aprobaría el Comité de Directores, todo lo anterior sin perjuicio de las contrataciones que el Comité de Directores resolviera efectuar al efecto

En la **duodécima sesión** del ejercicio, extraordinaria, que tuvo lugar el 7 de septiembre de 2012, se trató de la designación del Evaluador Independiente, para lo cual se habían despachado cartas de invitación a tres empresas de similar nivel. El informe a emitirse debía contar a lo menos, con los siguientes elementos:

1. Una descripción de las condiciones de la operación.
2. Un análisis de los efectos y potenciales impactos de la operación para Enersis, incluyendo:
 - a. Si la operación contribuye al interés social.
 - b. Si la operación se ajusta en precio, términos y condiciones a aquellas que prevalezcan en el mercado.
3. Otros puntos específicos respecto de la operación, que el Comité de Directores y el Directorio de Enersis puedan requerir expresamente que sean evaluados por el Evaluador Independiente.

Como parte del análisis para arribar a sus conclusiones respecto de los puntos anteriores, el Evaluador Independiente debería incluir, asimismo: i) Una estimación del valor de las participaciones; ii) Un análisis de cómo se compara el aporte en bienes por parte de algunos accionistas en relación al aporte en dinero de los demás accionistas; y iii) Un análisis sobre la finalidad y uso del aporte en dinero de los demás accionistas.

Finalmente, el Comité de Directores acordó designar a la firma Claro y Asociados Ltda. como Evaluador Independiente.

En la **décimo tercera sesión** del ejercicio, celebrada el 13 de septiembre de 2012, el Presidente del Comité de Directores, señor Hernán Somerville Senn, informó al Comité de Directores acerca del programa de trabajo diseñado para llevar adelante la operación de aumento de capital de Enersis S.A., solicitada por Endesa (España); y el gerente Regional de Finanzas, Eduardo Escaffi efectuó una presentación acerca de las etapas previstas para el Comité de Directores, en el marco del plan de trabajo asociado al aumento de capital en curso y atendido lo indicado por la SVS en su Oficio N°21.001 del día 28 de agosto de 2012. Los Directores miembros del Comité manifestaron que no debía colocarse ningún plazo perentorio al Evaluador Independiente designado; que el trabajo fuera ejecutado con la mayor diligencia y lo antes posible, sin nada que significare limitar la libertad de independencia del referido Evaluador.

En la **décima cuarta sesión** del ejercicio, extraordinaria, de fecha 2 de octubre de 2012, se acordó que una vez que el contrato de Claro y Asociados esté negociado, éste sea revisado por un estudio jurídico externo, de preferencia Claro y Cía., a fin de verificar que se preserve la independencia del evaluador y aprobar el texto final en forma previa a su firma por el gerente Regional de Finanzas. Además el Comité de Directores declaró que a esta fecha carecían de nuevos puntos o preguntas para los evaluadores independientes designados con motivo del proceso de aumento de capital en curso. El Comité de Directores acordó aprobar la presentación de una enmienda al 20-F de Enersis mediante el registro del Form 20-F/A correspondiente al ejercicio 2011. Igualmente, acordó que Enersis y su filial Endesa Chile procedieran a responder las cartas de comentarios de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América

(“SEC”), dando adecuada respuesta a sus consultas y dentro de los plazos que considere dicha autoridad regulatoria. Se informó de las preguntas formuladas a título individual por los miembros del Comité, Hernán Somerville Senn y Rafael Fernández Morandé, y que fueron entregadas a los Evaluadores Independientes.

En la **décimo quinta sesión** del ejercicio, extraordinaria, que tuvo lugar el 22 de octubre de 2012, el Comité de Directores acordó dar por recibido el texto base elaborado por el Presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, y proceder a trabajar con la mayor diligencia, a fin de consensuar, en lo que resulte factible, el informe colectivo que debe emitir aquel órgano societario de conformidad al Artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas y sesionar extraordinariamente el 29 de octubre a las 14 horas en Santa Rosa 76, piso 17, sala de la Presidencia de Enersis S.A., con el objeto de emitir el informe definitivo del Comité de Directores relativo al aumento de capital en curso.

En su **décima sexta sesión** del ejercicio, extraordinaria, celebrada el 24 de octubre de 2012, el Presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, señaló que el contrato suscrito entre Enersis S.A. y el evaluador independiente Claro y Asociados Ltda., había sido revisado por el Estudio Jurídico Claro y Cía. el cual, a través de su socio Cristóbal Eyzaguirre, verificó que los términos del contrato preservaban la independencia del evaluador designado por el Comité y permitían la idónea ejecución de los servicios encomendados. Domingo Valdés Prieto, Fiscal y Secretario del Directorio, leyó la declaración emitida por Claro y Asociados Ltda., en la cual deja constancia de su independencia respecto de Enersis S.A., de Endesa (España), de los grupos empresariales a que pertenecen dichas sociedades, de los auditores externos, consultores o intermediarios en la operación en que incide el informe de evaluación independiente señalado. En aquella declaración se dejó constancia, además, que Claro y Asociados Ltda. y los profesionales de dicha empresa que participaron en la evaluación independiente, no guardan, respecto de las personas señaladas, ninguna de las relaciones descritas en el artículo 100 de la Ley N°18.045, de Mercado de Valores. El Presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, manifestó que luego de verificar la independencia del evaluador Claro y Asociados, designado por el Comité de Directores, correspondía realizar

un análisis sobre la idoneidad del evaluador independiente y del informe emitido, para lo cual ofreció la palabra a cada uno de los señores miembros del Comité de Directores, quiénes procedieron a formular preguntas sobre distintos aspectos de la metodología y los parámetros elegidos como referencia por C y A. Los señores Javier Contreras y José Ignacio Mujica respondieron a cada una de las preguntas formuladas por el Presidente del Comité de Directores y los restantes miembros de este órgano societario, indicando en qué página del informe solicitado se encontraba cada uno de los puntos consultados. El Presidente solicitó a los representantes de Claro y Asociados que confirmaran que habían dado respuesta a todas las preguntas formuladas o puntos planteados por los miembros del Comité de Directores, a título individual y señaló que, habiéndose constatado que el informe cumplía con los requisitos de forma e idoneidad exigidos, correspondía al Comité de Directores proceder a declarar que realizado un examen prima facie del informe, éste cumplía con las formalidades exigidas por la Superintendencia de Valores y Seguros y la legislación aplicable. Asimismo, el Comité de Directores recibió formalmente el informe definitivo elaborado por el evaluador independiente Claro y Asociados Ltda., quien ha declarado a través de sus representantes, respecto de la independencia exigida y acreditó el cumplimiento de todas las formalidades y contenidos prescritos por la legislación vigente para el referido informe. Se facultó al Presidente del Comité de Directores para que actuando individualmente proceda a remitir al Directorio de la Sociedad el informe del evaluador independiente Claro y Asociados Ltda. relativo al aumento de capital en curso

El 29 de octubre de 2012, se realizó la **décimo séptima sesión** del ejercicio, en carácter de extraordinaria, donde Comité de Directores acordó el texto definitivo del informe del Comité de Directores en relación con la operación de aumento de capital propuesta por el accionista controlador de la compañía, Endesa (España), evacuado para los efectos del Artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas. Asimismo, se acordó que se remitiera el informe del Comité de Directores a la Sociedad, con el fin de que la Gerencia General le otorgue al mismo la difusión requerida.

El 31 de octubre de 2012 tuvo lugar la **décimo octava sesión** del ejercicio, donde se examinaron

ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores. Además, el Comité de Directores, acordó, recomendar al Directorio de Enersis otorgar su consentimiento previo en el sentido de autorizar a Ernst & Young a poner a disposición del Public Company Accounting Oversight Board -PCAOB- los documentos e informes relacionados con los servicios de auditoría externa que Ernst & Young presta a Enersis S.A. en los términos solicitados por Ernst & Young y siempre que se cumplan con los requisitos señalados al efecto por el Oficio Ordinario N° 3048 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 13 de abril de 2004, con el fin de que Ernst & Young pueda dar cumplimiento a los requerimientos de la PCAOB. A través de la mencionada comunicación, los auditores externos se comprometen a que los referidos documentos no serán distribuidos ni usados por ellos para ningún otro propósito, sin el expreso consentimiento escrito por parte de la Compañía y expresan que la PCAOB se encuentra obligada por la ley que le es aplicable a guardar reserva de sus actuaciones y de la información recabada (Sarbanes Oxley Act). Asimismo, el Presidente del Comité de Directores, Hernán Somerville Senn, manifestó que el director Rafael Fernández Morandé, le había enviado una carta relacionada con la necesidad de que el Directorio se pronuncie sobre las recomendaciones y prevenciones que hizo el Comité en su informe respecto de la operación, a la cual se dio lectura y el Comité de Directores acordó que se dejara como documento oficial del Comité.

El 6 de noviembre de 2012 tuvo lugar la **décimo novena sesión** del ejercicio, extraordinaria, donde se declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de Septiembre de 2012, sus Notas, Análisis Razonado y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por Ernst & Young respecto de la nota sobre saldos y transacciones con partes relacionadas. Asimismo, de conformidad con lo solicitado por el director Rafael Fernández Morandé en la sesión del día 29 de octubre de 2012, el Comité de Directores

revisó y declaró examinados los objetivos fijados a los ejecutivos de primer nivel de Enersis S.A. para el ejercicio 2012

El 28 de noviembre de 2012 tuvo lugar la **vigésima sesión** del ejercicio, donde se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045. Además, el Comité de Directores acordó dejar constancia que había examinado y tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno referida a Enersis S.A., de fecha 15 de noviembre de 2012 preparada por los auditores externos de la Compañía, Ernst & Young

El 12 de diciembre de 2012 se efectuó la **vigésima primera sesión** del ejercicio. Se examinaron ciertos servicios prestados por auditores externos distintos de auditoría externa y se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica o la independencia de juicio de las empresas de auditoría externa y se procedió a emitir el informe respectivo, todo ello de conformidad a lo dispuesto en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley y en el Artículo 242, inciso final, de la Ley N°18.045 de Mercado de Valores. Asimismo, en dicha sesión se aprobaron los calendarios de sesiones ordinarias del Comité de Directores para el ejercicio 2013.

El 13 de diciembre de 2012 se realizó la **vigésima segunda sesión** del ejercicio, extraordinaria. El Comité de Directores analizó el Contrato de Suscripción que debería suscribir la Compañía con Endesa (España), necesario para la materialización del aumento de capital en curso. Ello tuvo lugar con la presencia y exposición del socio del estudio de abogados Carey y Cía., Claudio Lizana Anguita, quien había elaborado el borrador del documento. El Presidente comunicó a los miembros del Comité, que Carey y Cía. era de la opinión que el Contrato de Suscripción se ajustaba a derecho y reflejaba las condicionantes expresadas en la propuesta de Endesa (España); y que, en lo que respectaba a las declaraciones y garantías y cláusulas indemnizatorias, dicho estudio de abogados estimaba que el Contrato de Suscripción contenía disposiciones que eran

adecuadas para documentar la propuesta de Endesa (España) y habituales para una operación como la planteada, todo lo cual fue ratificado por el socio de Carey y Cía., Claudio Lizana Anguita. Sin perjuicio de lo anterior, del debate producido surgieron sugerencias del Comité de Directores para ser incluidas en un nuevo borrador que sería analizado en una próxima sesión. El Comité de Directores, con el voto favorable de la unanimidad de sus miembros acordó solicitar a Carey y Cía., con el apoyo de las Gerencias de Enersis S.A., que procediera a negociar los puntos adicionales sugeridos por el Comité de Directores a raíz de la exposición realizada por Claudio Lizana Anguita y que, una vez realizadas las mencionadas negociaciones, aquel órgano societario sesione nuevamente para tratar esta materia.

En la **vigésima tercera sesión** de directorio, extraordinaria, efectuada el 18 de diciembre de 2012, convocada con la finalidad de revisar el resultado de la negociación de los comentarios propuestos al contrato de suscripción de acciones que se celebrará entre la sociedad y Endesa (España), y que surgieron de las sugerencias realizadas por el Comité de Directores en la sesión del Comité de fecha 13 de diciembre de 2012. Se contó con la presencia del socio del estudio de abogados Carey y Cía., Claudio Lizana y de la abogada del mismo estudio, Mariana Gómez Moffat. Luego de analizadas las modificaciones realizadas al Contrato de Suscripción, explicadas por el abogado Lizana Anguita, y manifestando los miembros del Comité de Directores su conformidad con ellas, el Presidente del Comité propuso que, en la cláusula séptima, Endesa (España) no limitare su responsabilidad respecto a los daños que se produzcan por falta de veracidad o inexactitud de una o más de las Declaraciones del Suscriptor en lo que respecta a Cono Sur y que se hayan establecido en la cláusula sexta, además de dejar expresa constancia que para efectos de esta cláusula se considerará como valor de aportación de Inversora Dock Sud S.A. el monto de US\$10.0000.000. Adicionalmente, se cedió la palabra el Director Rafael Fernández Morandé, quien sugirió la incorporación de las materias que siguen y cuya finalidad era precisar algunos de los términos y obligaciones que contenía el contrato: a) Que el Anexo I del Contrato de Suscripción contenga, además, una opinión legal de un abogado español respecto de la constitución y validez de dicha sociedad; b) En la sección



antecedentes número III, especificar que el Anexo II indica un valor individualizado, para los efectos del Contrato de Suscripción, de las Participaciones de Cono Sur; c) En esta misma sección, especificar que el Anexo III contiene opiniones legales en el sentido que las Participaciones Cono Sur pertenecen de forma exclusiva a Cono Sur; d) En la sección 6.2 numeral (iv), especificar que de acuerdo al Anexo IV, que contiene el balance “pro forma” de Cono Sur, dicha entidad no presenta pasivos ni contingencias relevantes; e) En la sección 6.3, cambiar las palabras “contingencias significativas” por “contingencias relevantes”; f) En la sección 6.3 letra (f), agregar que el cambio de control que experimenta Cono Sur no genera ni generará obligaciones o contingencias “derivadas de obligaciones contractuales”, que pudiere llegar a tener un efecto material adverso para Cono Sur y/o Enersis; g) Agregar en la sección 6.4 letra (c) el cumplimiento en todos los aspectos relevantes a “sus obligaciones contractuales”; h) Agregar la palabra costo dentro de aquellos cargos de los que debe hacerse responsable Endesa (España) según lo establecido en la cláusula décimo primera; e i) En la cláusula décimo segunda, aclarar que el Contrato de Suscripción se rige por la ley chilena. Después de ser negociado el tema con Endesa (España), por los abogados de Carey y Cía., Claudio Lizana Anguita, socio de dicho estudio, y Mariana Gómez Moffat, se indica la aceptación a los cambios propuestos, con la sola excepción al cambio sugerido en la cláusula séptima. Al respecto explicaron que Endesa (España) proponía que para efectos de la cláusula séptima el límite de responsabilidad respecto a Cono Sur

sea el valor de la aportación de las acciones de dicha compañía a la Sociedad. Los miembros del Comité de Directores manifiestan su conformidad respecto al cambio sugerido por la contraparte. El Comité de Directores, con el voto favorable de la unanimidad de sus miembros, declaró no tener comentarios adicionales al borrador de Contrato de Suscripción que fue analizado en esta sesión y además acordó que el mismo sea sometido a consideración del Directorio de la Sociedad, junto con el informe emitido en cumplimiento de lo dispuesto en el art. 50 bis de la LSA que se procedió a expedir, estimando que el referido contrato contribuía al interés social y se ajustaba a condiciones a aquéllas que prevalecían en el mercado al tiempo de su aprobación.

En conclusión, durante el ejercicio 2012, el Comité de Directores de Enersis S.A. se ha ocupado cabalmente de las materias que precisa el artículo 50° bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y ha analizado y contribuido al mejor desarrollo de las operaciones antes analizadas.

2.2. Gastos del Comité de Directores

El Comité de Directores hizo uso de todo el presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía celebrada el 26 de abril de 2012, empleado en la contratación de su Evaluador Independiente, en el contexto aumento de capital.

3. Principales ejecutivos



GERENTE GENERAL
Ignacio Antoñanzas Alvear
Ingeniero de Minas
Universidad Politécnica de Madrid
Rut: 22.298.662-1



SUBGERENTE GENERAL
Massimo Tambosco
Licenciado en Administración de Empresas
Università Commerciale Luigi Bocconi de Milán
Rut: 23.535.550-7



GERENTE REGIONAL DE COMUNICACIÓN
Juan Pablo Larrain Medina
Periodista
Universidad Finis Terrae
Rut: 11.470.853-4



GERENTE DE AUDITORÍA
Alain Rosolino
Licenciado en Administración de Empresas
L.U.I.S.S University of Roma
DNI: YA3359464



GERENTE REGIONAL DE FINANZAS
Eduardo Escaffi Johnson
Ingeniero Civil
Universidad de Chile
Rut: 7.984.912-K



GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Ramiro Alfonsín Balza
Licenciado en Administración de Empresas
Pontificia Universidad Católica de Argentina
Rut: 22.357.225-1



GERENTE REGIONAL DE CONTABILIDAD
Ángel Chocarro García
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad del País Vasco
Rut: 14.710.692-0



FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto
Abogado
Universidad de Chile y Máster of Laws University of Chicago
Rut: 6.973.465-0



GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
Carlos Niño Forero
Abogado
Universidad Externado de Colombia
Rut: 23.014.537-7

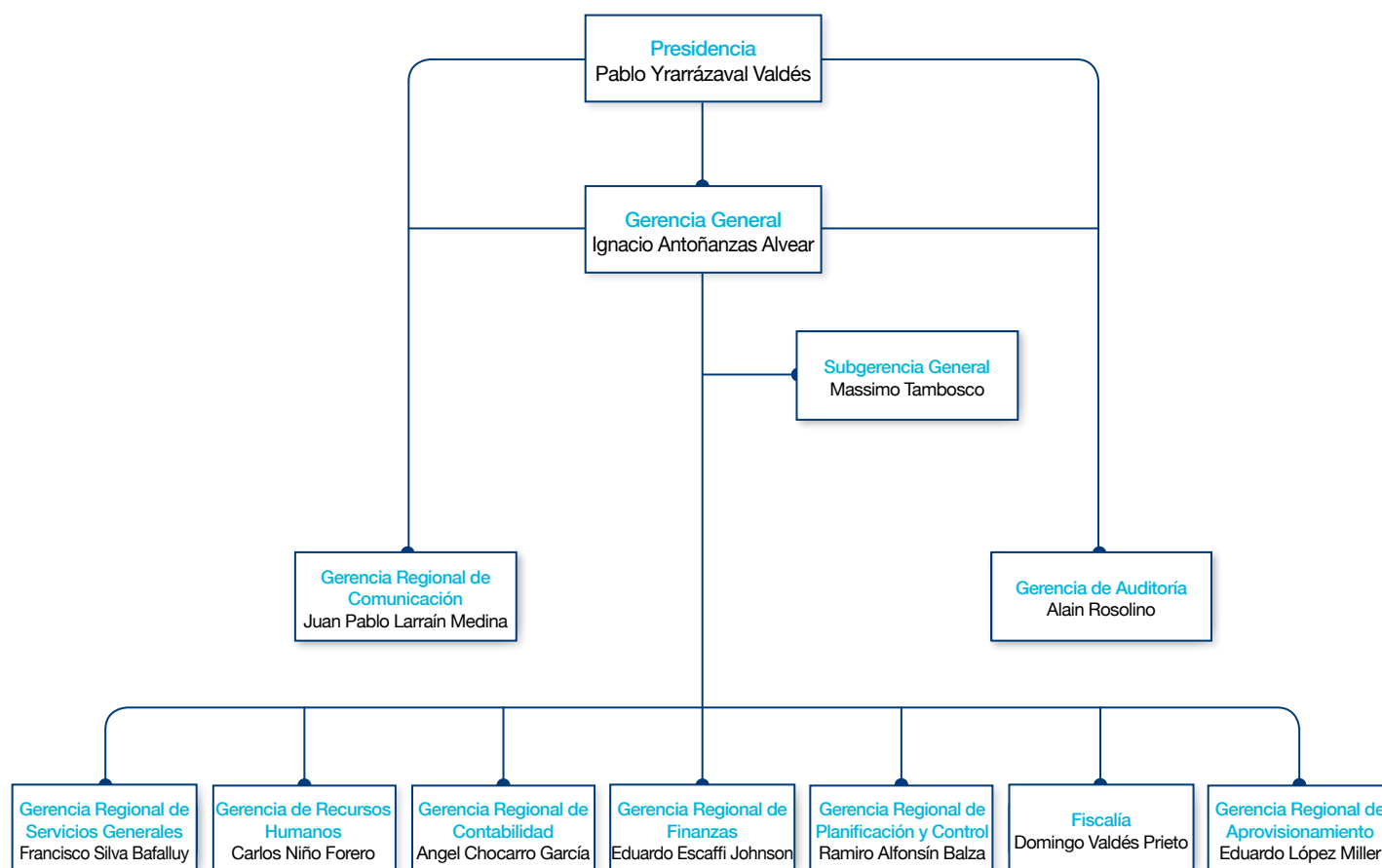


GERENTE REGIONAL DE SERVICIOS GENERALES
Francisco Silva Bafalluy
Administrador Público
Universidad de Chile
Rut: 7.006.337-9



GERENTE REGIONAL DE APROVISIONAMIENTO
Eduardo López Miller
Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
Rut: 7.706.387-0

4. Estructura organizacional



4.1. Remuneración a los gerentes y principales ejecutivos

La remuneración total percibida durante el ejercicio 2012 por los gerentes y principales ejecutivos asciende a la cantidad de \$2.616 millones.

4.2. Beneficios para los gerentes y principales ejecutivos

La empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y el grupo familiar que se encuentre acreditado como carga familiar. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan de conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento.

En 2012, el monto fue de \$18,6 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los gerentes y principales ejecutivos.

4.3. Planes de incentivo a los gerentes y principales ejecutivos

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.

4.4. Indemnizaciones pagadas a los gerentes y principales ejecutivos

Durante el 2012, el valor pagado por concepto de indemnizaciones alcanzó un total de \$554.641.525.

4.5. Administración de principales filiales

Argentina

Endesa Costanera

José Miguel Granged Bruñen
Ingeniero Industrial
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Zaragoza

Hidroeléctrica El Chocón

Fernando Claudio Antognazza
Contador Público
Universidad de Buenos Aires

Edesur

Antonio Jerez Agudo
Ingeniero Industrial
Universidad Politécnica de Barcelona

Brasil

Endesa Cachoeira

Guilherme Gomes Lencastre
Ingeniero Civil
Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Endesa Fortaleza

Manuel Herrera
Ingeniero Industrial Electricista
Pontificia Universidad Católica de Santiago

Endesa CIEN

Guilherme Gomes Lencastre
Ingeniero Civil
Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Ampla

Marcelo Llévenes Rebolledo
Ingeniero Comercial
Universidad de Chile

Coelce

Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontificia Universidad Católica Río de Janeiro

Chile

Endesa Chile

Joaquín Galindo Vélez
Ingeniero Superior Industrial
Universidad de Sevilla

Chilectra

Cristián Fierro Montes
Ingeniero Civil Electricista
Universidad de Chile

Colombia

Emgesa

Lucio Rubio Díaz
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad Santiago de Compostela

Codensa

David Felipe Acosta Correa
Ingeniero Eléctrico
Universidad Pontificia Bolivariana

Perú

Edegel

Carlos Luna Cabrera
Ingeniero Civil
Escuela Colombiana de Ingeniería

Edelnor

Ignacio Blanco Fernández
Ingeniero Industrial
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad de Zaragoza







recursos humanos


p. 50
Distribución de recursos
humanos

p. 50
Relaciones laborales

p. 50
Seguridad y salud
laboral

p. 50
Gestión de personas

p. 50
Acción educativa



1. Distribución de recursos humanos

La distribución del personal de la sociedad, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo Enersis en Sudamérica, al 31 de diciembre de 2012, era la siguiente:

Compañía	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Enersis ⁽¹⁾	11	350	76	437
Endesa Brasil ⁽²⁾	25	2.377	260	2.662
Endesa Chile ⁽³⁾	41	2.344	148	2.533
Chilectra ⁽⁴⁾	11	593	130	734
Edesur	11	1.972	965	2.948
Edelnor	7	457	143	607
Codensa ⁽⁵⁾	11	1.077	39	1.127
Manso de Velasco ⁽⁶⁾	1	28	10	39
Total general	118	9,198	1.771	11.087

Notas:

(1) Incluye: ICT Servicios Informáticos.

(2) Incluye: Ampla, Coelce, CIEN, Cachoeira Dourada, Fortaleza, En-Brasil Comercio e Serviços, CTM y TESA.

(3) Incluye: Ingendesa (Chile, Brasil y Perú), Pehuenche, Celta, El Chocón, Edegel, Emgesa, Costanera, Túnel el Melón, GasAtacama e HidroAysén.

(4) Incluye: Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.

(5) Incluye: Empresa Eléctrica Cundinamarca.

(6) Incluye: Aguas Santiago Poniente, Const. y Proyecto Los Maitenes.

2. Relaciones laborales

En el transcurso del año 2012 se ha continuado con el programa de reuniones periódicas con las Organizaciones Sindicales, lo que ha permitido consolidar en el tiempo un diálogo abierto, franco y sin restricciones con los representantes de los trabajadores, en beneficio de mejorar las condiciones laborales y de clima de nuestros empleados.

seguridad en los meses de abril y noviembre, con la finalidad de dar a conocer y reforzar las acciones preventivas tendientes a evitar la ocurrencia de accidentes laborales.

Mejoras en la seguridad en trabajos en altura:

Definición e implementación equipamiento para trabajos en altura, con la entrega de nuevo arnés de seguridad y otros accesorios y equipos para disminuir los riesgos de caídas y permitir el rescate en situaciones de emergencia.

Mejoras en la seguridad en trabajos eléctricos:

Definición e implementación equipamiento para trabajos en instalaciones eléctricas, con la entrega de ropa ignífuga y careta facial.

Desarrollo de programas de entrenamiento:

Ejecución de programas de entrenamiento en el rescate de trabajadores en situaciones de emergencia.

3. Seguridad y salud laboral

3.1. Acciones relevantes de seguridad y salud laboral

Difusión de lecciones aprendidas: Proyecto que considera la entrega de carpeta con documentos de consulta y formación que contienen el análisis de cada uno de los accidentes graves y mortales ocurridos en el Grupo. En este documento se analizan las causas de los infortunios labores y sus medidas preventivas a modo de lecciones aprendidas, este documento por tanto, contribuye a la eliminación de las condiciones y actos subestándares que se presentan a diario en la ejecución de actividades con riesgo de accidentes.

Campañas de seguridad: Desarrollo de actividades en el marco de la semana de la

4. Gestión de personas

4.1. Desarrollo de las personas

4.1.1. Programa desarrollo de habilidades directivas

Durante el año se ha continuado con el Programa de Desarrollo de habilidades directivas el cual busca fortalecer competencias como liderazgo, pensamiento estratégico, negociación y coaching.

El desarrollo y elaboración de este programa se realizó a la medida de las necesidades de la empresa en una alianza estratégica con la Universidad de los Andes. Se contó con la participación de destacados docentes de dicha institución educativa y además se llevó a cabo una ronda de charlas dictadas por gerentes del Grupo Enersis con el propósito de dar una visión estratégica del negocio.

4.1.2. Clima laboral

Durante el año 2012 se llevó a cabo el 2do. Estudio de Clima y Seguridad para Endesa Chile. El estudio representa un valioso canal de comunicación y diagnóstico que está dirigido a todos los trabajadores. El foco de esta última versión profundizaba los temas relacionados con la Salud y la Seguridad, prioridad del Grupo.

Es importante destacar que los planes de acción y mejora definidos en la encuesta anterior de 2010 fueron ejecutados en su totalidad, es así como se trabajó en tres aspectos relevantes y transversales:

- valoración y reconocimiento al mérito.
- formación y desarrollo.
- comunicación y visión.

4.1.3. Octavo lugar mejores empresas para padres y madres que trabajan

La Revista Ya del diario El Mercurio junto a la Fundación Chile Unido realizan anualmente el ranking de las Mejores Empresas para Madres y Padres que Trabajan. En 2012, y por tercer año consecutivo, el Grupo Enersis participó de forma conjunta, obteniendo en esta oportunidad el octavo lugar en el ranking.

Este premio reconoce a las compañías con las mejores políticas en el área de la conciliación laboral y familiar y que, a la vez, promueven la adopción de estas prácticas entre sus trabajadores, destacándose este año la implementación del piloto del teletrabajo.

4.1.4. Evaluación de rendimiento

La gestión del desempeño es importante como herramienta de desarrollo para sus trabajadores. Por ello, se viene realizando desde 2010 un sistema de evaluación transversal a todas las empresas a nivel nacional, el que incluye una evaluación de comportamientos BARS (Behaviorally Anchored Rating Scales) y otra de cumplimiento de objetivos. Estas evaluaciones

son una herramienta esencial para el desarrollo de las personas, y son un camino para orientar actividades formativas de desarrollo.

4.1.5. Great Place to Work

En los meses de mayo y junio de 2012 se participó en el Estudio de “el mejor lugar para trabajar”, Great Place to Work. El objetivo fue conocer la percepción de los trabajadores respecto de las dimensiones de: Credibilidad - Respeto - Imparcialidad - Orgullo - Camaradería. Este estudio le permite a la compañía compararse con las mejores empresas para trabajar en Chile y conocer sus buenas prácticas laborales de manera de diseñar y ejecutar planes de acción y mejora acorde a las necesidades de cada gerencia y/o negocio con el propósito de ir posicionándonos dentro del ranking de las mejores empresas para trabajar.

4.1.6. Empresa Familiarmente Responsable

Se trata de una norma española de la fundación Masfamilia que apunta a mejorar la sustentabilidad humana y potenciar la calidad de vida de los trabajadores, en especial la conciliación entre vida personal, familiar laboral y la igualdad de oportunidades. El Grupo tomó el desafío y compromiso de optar a esta certificación, lo que ha significado un trabajo de diagnóstico durante 2012 relacionado con aspectos legales, opinión de los trabajadores y de los directivos además de un benchmarking con empresas multinacionales en el mercado. Posterior a este proceso de diagnóstico se dio inicio al proceso de certificación con la auditoría externa de AENOR de manera de poder optar a esta certificación y convertirnos en la tercera empresa del país y la primera empresa del negocio energético en estar certificada en la norma.

4.1.7. Piloto Teletrabajo

Las empresas del Grupo en Chile implementaron un plan piloto de teletrabajo. El objetivo que busca esta práctica es fomentar la conciliación entre vida laboral y familiar de los empleados mediante un día de teletrabajo a la semana. Este piloto tuvo una duración de dos meses y una positiva recepción por parte de los trabajadores además una excelente evaluación por parte de los participantes del proyecto. Los principios fundamentales de esta práctica son: Consolidar un estilo de dirección basado en la confianza y

compromiso; potenciar el trabajo en términos de resultados y no del tiempo de permanencia en el centro de trabajo y favorecer la conciliación de la vida profesional, personal y familiar. Es importante destacar que para 2013 se abrirán 50 cupos mediante un llamado a postulación voluntaria por parte de los trabajadores.

4.1.8. Programa Reconocernos

Este programa se inició en 2012 y busca potenciar una cultura basada en la meritocracia y el reconocimiento al interior de la empresa. Es un modelo que fomenta el reconocimiento a los trabajadores en 2 niveles; el primero, un nivel básico de reconocimiento día a día; y el segundo, un nivel de grandes logros que permite reconocer a nivel público contribuciones importantes y excepcionales de los trabajadores mediante ceremonias de reconocimiento. De esta forma el Programa "Reconocernos" ayuda a fortalecer el compromiso que los empleados tienen con la Compañía.

4.2. Selección

Enersis, con el objetivo de promover el desarrollo profesional de sus trabajadores dentro de la organización durante 2012 ha continuado potenciado la movilidad interna, apuntando a brindar oportunidades de desarrollo a los trabajadores al priorizar la cobertura de las necesidades de contratación mediante convocatorias internas de vacantes. De esta manera, durante 2012, se efectuaron 74 movimientos internos (a través de concursos internos y promociones), lo que corresponde al 25% de los procesos gestionados por el área de Selección Chile que fueron cubiertos de manera interna.

Asimismo, durante 2012, se registraron 451 procesos de selección nacionales, de los cuales fueron cubiertos a diciembre el 81% de ellos. Se obtuvo un promedio de 20,35 días hábiles de duración de los procesos de selección iniciados durante 2012. Por otro lado, se aplicó una encuesta de satisfacción a los clientes internos luego del cierre de cada proceso, obteniéndose un 89% de satisfacción del servicio brindado.

Resultado de la constante preocupación por las personas, durante 2012 se implementó el Programa de Inducción para aquellos nuevos trabajadores que ingresaron a la compañía. La finalidad del programa es facilitar una mejor adaptación a la empresa y a sus cargos, además de entregar una perspectiva tangible del

negocio de generación y distribución eléctrica de la compañía, herramientas necesarias para desenvolverse eficientemente en las labores de sus respectivos cargos. Participaron en el programa 120 personas.

Por otro lado, como estrategia para captar el talento del mercado, especialmente a jóvenes con alto potencial que buscan oportunidades de desarrollar una carrera internacional, se llevó a cabo el proyecto Jóvenes Profesionales. Esta pionera iniciativa consistió en invitar a participar a los mejores estudiantes de diversas universidades. Luego de reclutar a más de 500 jóvenes del mercado, se seleccionaron cinco candidatos que ingresaron a distintas áreas del Grupo a un Programa que les permitirá realizar una exitosa carrera en la compañía.

Con la finalidad de dar respuesta a las necesidades de apoyo de las distintas áreas de la compañía, se dio inicio al Proceso de Reclutamiento de Practicantes y Memoristas. Esta iniciativa pone a disposición a los mejores estudiantes seleccionados para este proceso. Durante 2012, se recibieron 213 alumnos que efectuaron su práctica profesional en diversas áreas, siendo evaluados posteriormente con satisfactorias calificaciones por parte de sus Gestores. Durante 2012 se incorporaron 14 personas que realizaron su práctica luego a diferentes cargos de la organización.

Por otra parte, la compañía continuó asumiendo el desafío de proporcionar puestos de trabajo para integrar a personas con discapacidad. En este sentido, en 2012 se potenció el proyecto "Entrada", incorporando a 11 personas con algún tipo de discapacidad, en calidad de alumnos en práctica.

Finalmente, bajo el marco del acuerdo firmado en España entre la Fundación Adecco y el Grupo, que tiene el objetivo de promover el empleo a jóvenes de escasos recursos en Sudamérica, se realizó el Proyecto Crecer+, actividad que consiste en un plan de formación laboral para jóvenes en riesgo social, ofreciendo a los participantes la oportunidad de recibir una orientación integral en torno a la búsqueda de empleo. Se desarrollaron tres talleres de cuatro encuentros cada uno, donde 57 jóvenes entre 17 y 18 años de diferentes centros educacionales, pudieron aprender acerca de su propio potencial y cómo explotarlo en su primera búsqueda laboral, abordando temas tales como autoconocimiento, elaboración del currículo y conocimiento del mercado laboral, entre otros.

5. Acción educativa

A partir del proceso de detección de necesidades de capacitación realizado para definir el programa de formación 2012, Enersis estableció un itinerario formativo orientado a las necesidades del giro, que se plasmó a través de una oferta de capacitación articulada en dos grandes ejes de acción: Un Plan Transversal con temas de formación para el desarrollo y la Formación Técnica Funcional.

Por tercer año consecutivo, profesionales de la Gerencia Regional de Aprovisionamientos y de las distintas filiales del Grupo asistieron al curso de “Category Management”, dictado por la consultora española Management International Purchasing (MIP). El modelo de Compras de Category Management es un enfoque sistemático utilizado por las organizaciones de clase mundial para maximizar la contribución de Aprovisionamientos al Negocio. Los objetivos, transmitir a los compradores de categorías las herramientas y metodologías necesarias para: Segmentar el gasto total en categorías de acuerdo a los criterios de impacto en el negocio y mercado donde se compra, entender (Market Intelligence) los mercados de los proveedores, diseñar una estrategia para cada categoría, analizar estrategias, situaciones y perspectivas de los mercados de materias, inversiones y servicios y, evaluar las situaciones de riesgo, estableciendo planes de mitigación y/o contingencia.

Otra importante actividad realizada también para Chile y filiales en Sudamérica, con la misma consultora fue el curso de “Descomposición de Costos”, cuyos objetivos son dilucidar si la composición de costos de la oferta es razonable, o no, con los costos reales que nuestra demanda le provoca al proveedor. Se comprueba también si los costos que nos muestra son coherentes con su información contable y se busca medir cómo se ve afectado el margen y coste del proveedor por el impacto que tiene nuestro pedido en su capacidad productiva, tanto en el corto como en el largo plazo.

Con la participación de 31 trabajadores del Grupo Enersis se dio inicio a la segunda versión

del Diploma de Mercados Eléctricos en las dependencias de la Universidad del Desarrollo. Este programa tiene entre sus objetivos entregar las bases conceptuales y prácticas que permitan una mayor capacidad de análisis de los aspectos regulatorios y operativos que gobiernan los sistemas eléctricos, además de comprender y analizar principios regulatorios de los mercados eléctricos y entregar herramientas y conceptos que mejoren la capacidad de negociación en la contratación de suministro eléctrico.

Hubo una especial preocupación por las temáticas de seguridad y salud laboral. En este contexto, finalizó exitosamente la tercera versión del Diplomado “Administración de Riesgos, Seguridad y Salud Ocupacional”, dictado por la misma casa de estudios, cuya finalidad fue desarrollar las habilidades necesarias para la administración de estos principios y, a la vez, fortalecer las herramientas que permitan potenciar un control eficaz en torno a ellos. Adicionalmente se dio inicio a su cuarta versión, desarrollada entre septiembre y diciembre con un total de 108 horas, con la asistencia de 21 trabajadores del Grupo Enersis.

Al mismo tiempo y con la finalidad de entregar oportunidades de desarrollo y perfeccionamiento al interior de la compañía, se otorgaron becas de estudio a los trabajadores, siendo 17 los que contaron con este beneficio. Este programa tiene por objetivo apoyar a los trabajadores en la realización de estudios de perfeccionamiento, o prosecución de estudios en las instancias de pre y postgrado.

A través del Programa Desarrollo de Habilidades Directivas se buscó fortalecer competencias como liderazgo, pensamiento estratégico, negociación y coaching. Este programa contó con la participación de 69 trabajadores del Grupo Enersis. Otro importante programa, fue el de “Jóvenes Profesionales”, que busca ampliar la visión de los jóvenes profesionales para que puedan contribuir al negocio con innovación y emprendimientos y prepararlos para su desarrollo de carrera al interior de la organización. Este programa donde participaron 34 trabajadores del Grupo, se realizó con la Universidad Adolfo Ibáñez.





07



transacciones bursátiles

p. 56
Transacciones
bursátiles en las bolsas
de comercio

p. 58
Información de
mercado



1. Transacciones bursátiles en las bolsas de comercio

Las transacciones trimestrales de los últimos tres años realizadas en las bolsas donde se transa la acción de Enersis tanto en Chile, a través de la Bolsa de Comercio de Santiago, de la Bolsa Electrónica de Chile y de la Bolsa de Valores de Valparaíso, así como en Estados Unidos de América y España, a través de la New York Stock Exchange (NYSE) y la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX), respectivamente, se detallan a continuación:

1.1. Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2012, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 5.564 millones de acciones, lo que equivale a \$969.180 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$175,82.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2010	1.696.301.261	382.729.133.497	225,63
2do trimestre 2010	1.563.696.617	324.580.314.181	207,57
3er trimestre 2010	1.022.597.744	227.738.321.807	222,71
4to trimestre 2010	1.036.873.297	234.604.964.411	226,26
Total 2010	5.319.468.919	1.169.652.733.896	
1er trimestre 2011	1.596.636.759	322.199.069.612	201,80
2do trimestre 2011	958.803.877	195.120.504.650	203,50
3er trimestre 2011	886.100.149	168.023.460.684	189,62
4to trimestre 2011	900.057.047	165.182.488.252	183,52
Total 2011	4.341.597.832	850.525.523.198	
1er trimestre 2012	1.288.014.289	240.222.466.312	186,51
2do trimestre 2012	1.139.562.913	212.301.014.944	186,30
3er trimestre 2012	1.744.269.270	285.537.513.398	163,70
4to trimestre 2012	1.392.408.280	231.119.124.139	165,99
Total 2012	5.564.254.752	969.180.118.793	

1.2. Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron durante el año 606 millones de acciones, lo que equivale a \$106.684 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$175,00.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2010	210.199.356	47.800.601.634	227,41
2do trimestre 2010	202.242.321	42.504.403.849	210,17
3er trimestre 2010	107.290.041	23.896.117.579	222,72
4to trimestre 2010	101.357.298	23.150.688.674	228,41
Total 2010	621.089.016	137.351.811.736	
1er trimestre 2011	199.064.082	39.760.396.718	199,74
2do trimestre 2011	181.558.922	37.031.576.257	203,96
3er trimestre 2011	182.448.505	34.606.048.013	189,68
4to trimestre 2011	144.335.958	26.534.354.814	183,84
Total 2011	707.407.467	137.932.375.802	
1er trimestre 2012	142.929.291	26.878.396.526	188,05
2do trimestre 2012	141.381.535	26.913.331.231	190,36
3er trimestre 2012	166.172.134	26.990.815.636	162,43
4to trimestre 2012	155.911.737	25.901.302.515	166,13
Total 2012	606.394.697	106.683.845.908	

1.3. Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año 72 millones de acciones, lo que equivale a \$12.502 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de \$175,00.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2010	4.532.840	1.014.160.886	223,74
2do trimestre 2010	6.608.965	1.339.175.523	202,63
3er trimestre 2010	5.421.823	1.219.393.783	224,90
4to trimestre 2010	2.101.429	475.974.287	226,50
Total 2010	18.665.057	4.048.704.479	
1er trimestre 2011	5.692.610	1.218.753.280	214,09
2do trimestre 2011	1.248.485	248.888.295	199,35
3er trimestre 2011	9.623.945	1.753.711.300	182,22
4to trimestre 2011	5.790.809	1.059.644.493	182,99
Total 2011	22.355.849	4.056.997.368	
1er trimestre 2012	15.555.048	2.852.153.260	183,36
2do trimestre 2012	7.532.539	1.446.019.519	191,97
3er trimestre 2012	19.911.829	3.293.321.040	165,40
4to trimestre 2012	29.102.662	4.910.148.630	168,72
Total 2012	72.102.078	12.501.642.449	

1.4. Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el 20 de octubre de 1993. Un ADS (American Depositary Share) de Enersis representa 50 acciones y su nemotécnico es ENI. Citibank N.A. actúa como banco depositario y Banco Santander Chile como custodio en nuestro país. Durante 2012, en los Estados Unidos de América se transaron 136 millones de ADS lo que equivale US\$2.457 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US\$18,22.

Periodos	Unidades	Montos (Dólares)	Precio Promedio
1er trimestre 2010	56.064.078	1.230.082.061	21,94
2do trimestre 2010	42.577.933	837.208.760	19,66
3er trimestre 2010	26.539.709	584.259.429	22,01
4to trimestre 2010	24.954.972	593.214.004	23,77
Total 2010	150.136.692	3.244.764.253	
1er trimestre 2011	45.063.352	924.262.083	20,51
2do trimestre 2011	28.212.252	610.562.978	21,64
3er trimestre 2011	38.872.327	769.407.917	19,79
4to trimestre 2011	32.721.937	593.068.611	18,12
Total 2011	144.869.868	2.897.301.588	
1er trimestre 2012	38.448.445	732.794.989	19,06
2do trimestre 2012	31.111.964	587.263.102	18,88
3er trimestre 2012	34.003.544	582.431.845	17,13
4to trimestre 2012	32.168.392	554.979.796	17,25
Total 2012	135.732.345	2.457.469.732	

1.5. Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) el 17 de diciembre de 2001. Hasta el mes de abril del año 2011, la unidad de contratación para la compañía era de 50 acciones y su nemotécnico es XENI. Desde el 2 mayo de 2011 la unidad de contratación es unitaria. Santander Central Hispano Investment S.A. actúa como entidad de enlace y el Banco Santander como custodio en Chile. Durante el 2012, se transaron 6,4 millones de acciones, lo que equivale a 1,8 millones de euros. El precio de la unidad de contratación, en diciembre, cerró en 0,27 euros.

Periodos	Unidades	Montos (euros)	Precio Promedio
1er trimestre 2010	76.706	1.210.946	15,79
2do trimestre 2010	270.788	4.207.514	15,54
3er trimestre 2010	60.113	1.012.462	16,84
4to trimestre 2010	43.513	757.806	17,42
Total 2010	451.120	7.188.728	
1er trimestre 2011	3.824.700	1.155.781	0,30
2do trimestre 2011	3.395.992	1.024.002	0,30
3er trimestre 2011	5.259.100	1.414.624	0,27
4to trimestre 2011	3.293.219	893.885	0,27
Total 2011 (*)	15.773.011	4.488.292	
1er trimestre 2012	1.652.978	476.501	0,29
2do trimestre 2012	1.867.239	561.570	0,30
3er trimestre 2012	1.656.889	459.797	0,28
4to trimestre 2012	1.225.821	327.777	0,27
Total 2012 (*)	6.402.927	1.825.645	

(*) La unidad de contratación se expresaba en los años anteriores en 50 unidades por acción.

2. Información de mercado

Durante 2012, el mercado accionario chileno ha sido marcado principalmente por la predominancia de incertidumbre relacionada con la crisis de deuda de algunos de los países miembros de la zona Euro, así como un debilitamiento del sector bancario y por ende al acceso de financiamiento. Si bien los países desarrollados presentan una recuperación sostenida en sus principales índices en 2012, el mercado local no ha logrado superar el entorno de incertidumbre internacional.

Durante los últimos dos años, los títulos de Enersis han mostrado un desempeño negativo en los mercados en los que efectúa transacciones, influenciada por el entorno económicamente complejo que caracterizó el periodo, sumado a la sequía que ha afectado a Chile.

2.1. Bolsa de Comercio de Santiago

Evolución de la acción de Enersis durante los últimos dos años respecto al Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local:

Variación	2011	2012	Acumulada 2011-2012
Enersis	-16,0%	-3,7%	-19,1%
IPSA	-15,2%	3,0%	-12,7%

2.2. Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Comportamiento de los ADR's de Enersis listados en NYSE (ENI) respecto a los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2011	2012	Acumulada 2011-2012
ENI	-24,1%	3,1%	-21,7%
Dow Jones Industrial	5,5%	5,9%	11,8%
Dow Jones Utilities	14,7%	-3,9%	10,3%

2.3. Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

Desempeño de la acción de Enersis (XENI) (*) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) a lo largo de los últimos dos años respecto al Índice LATIBEX.

Variación	2011	2012	Acumulada 2011-2012
XENI	-23,7%	16,5%	-11,1%
LATIBEX	-23,3%	-9,7%	-30,8%

(*) Desde mayo de 2011 la unidad de contratación es unitaria. La unidad de contratación se expresa en los años anteriores en 50 unidades por acción.





dividendos

p. 62
Dividendos

p. 63
Política de dividendos
de 2012

p. 64
Utilidad distribible del
ejercicio 2012

p. 64
Dividendos distribuidos



1. Dividendos

De conformidad con la Norma de Carácter General N°283, numeral 5), se transcriben a continuación las políticas de dividendos de la sociedad correspondientes a los ejercicios 2013 y 2012.

1.1. Política de dividendos de 2013

1.1.1. Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de fecha 28 de febrero de 2013, aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento para el pago de dividendos de Enersis S.A.

1.1.2. Política de dividendos

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2014, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2013.

El Directorio tiene también la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2013 según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2014.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2013.

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.

1.1.3. Procedimiento para el pago de dividendos

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enersis S.A. contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista.
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas.
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enersis S.A, o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.

Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de cambiarla y registre una nueva opción.

A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., ellos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enersis S.A. podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N° 4 antes señalado.

Por otra parte, la Compañía ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enersis S.A.



2. Política de dividendos de 2012 (1)

2.1. Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de fecha 29 de febrero de 2012, aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento para el pago de dividendos de Enersis S.A.

2.1.1. Política de dividendos

El Directorio tiene también la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2012, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2013.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2013, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2012

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2013.

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.

2.1.2. Procedimiento para el Pago de Dividendos de Enersis S.A.

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enersis S.A. contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista.
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas.
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enersis S.A, o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.

Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de cambiarla y registre una nueva opción.

A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., ellos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enersis S.A. podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N° 4 antes señalado.

Por otra parte, la Compañía ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enersis S.A.”

(1) A través de Hecho Esencial ingresado a la Superintendencia de Valores y Seguros el 29 de noviembre de 2012, Enersis S.A., informó lo siguiente:

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 esa Superintendencia, y en uso de las facultades que se me han conferido, informo a usted, con carácter de hecho esencial que, en su sesión celebrada el día de ayer, 28 de Noviembre de 2012, el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013, un dividendo provisorio de \$1,21538 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2012, de conformidad con la política de dividendos de la compañía vigente en la materia.

3. Utilidad distribuible del ejercicio 2012

La utilidad distribuible del ejercicio 2012, se indica a continuación:

	Millones de \$
Utilidad del Ejercicio *	377.351
Utilidad Distribuible	377.351

* Atribuible a la sociedad dominante

4. Dividendos distribuidos

El siguiente cuadro muestra los dividendos por acción pagados durante los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio
75	Definitivo	16-05-2007	23-05-2007	4.89033	2006
76	Provisorio	20-12-2007	27-12-2007	0.53119	2007
77	Definitivo	24-04-2008	30-04-2008	3.41256	2007
78	Provisorio	13-12-2008	19-12-2008	1.53931	2008
79	Definitivo	07-05-2009	13-05-2009	4.56069	2008
80	Provisorio	11-12-2009	17-12-2009	2.45677	2009
81	Definitivo	29-04-2010	06-05-2010	4.64323	2009
82	Provisorio	21-01-2011	27-01-2011	1.57180	2010
83	Definitivo	06-05-2011	12-05-2011	5.87398	2010
84	Provisorio	21-01-2012	27-01-2012	1.46560	2011
85	Definitivo	17-05-2012	24-05-2012	4.28410	2011
86	Provisorio	19-01-2013	25-01-2013	1.21538	2012





política de inversión y financiamiento 2012

p. 68
Inversiones

p. 68
Financiamiento

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 26 de abril de 2012, aprobó la Política de Inversión y Financiamiento que se señala a continuación:

1. Inversiones

1.1. Áreas de inversión

Enersis S.A. efectuará inversiones, según lo autorizan sus estatutos, en las siguientes áreas:

- i) Aportes para inversión o formación de empresas filiales o coligadas cuya actividad sea afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía.
- ii) Inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales.
- iii) Otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.

1.2. Límites máximos de inversión

Los límites máximos de inversión por cada área de inversión corresponderán a los siguientes:

- i) Inversiones en sus filiales del sector eléctrico, las necesarias para que estas filiales puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales.
- ii) Inversiones en otras empresas filiales, tales que, la suma de las proporciones de los activos fijos correspondientes a la participación en cada una de estas otras empresas filiales, no supere a la proporción de activo fijo correspondiente a la participación en las filiales del sector eléctrico y de Enersis S.A.

1.3. Participación en el control de las áreas de inversión

Para el control de las áreas de inversión y de acuerdo a lo que establece el objeto social de Enersis S.A., se procederá en la medida de lo posible, de la siguiente forma:

- i) Se propondrá en las juntas de accionistas de las sociedades anónimas filiales o coligadas, la designación de directores que

correspondan a la participación de Enersis S.A. en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas filiales.

- ii) Se propondrá a las empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.
- iii) Se supervisará la gestión de las empresas filiales y coligadas.

Se mantendrá un control permanente de los límites de endeudamiento, de forma tal que las inversiones o aportes que se realicen o se planifique realizar no impliquen una variación fuera de norma de los parámetros que definen los límites máximos de inversiones.

2. Financiamiento

2.1. Nivel máximo de endeudamiento

El límite máximo de endeudamiento de Enersis S.A. estará dado por una relación deuda total/patrimonio más interés minoritario igual a 2,2 veces del balance consolidado.

2.2. Atribuciones de la administración para convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos

Sólo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en junta de accionistas (ordinaria o extraordinaria).

2.3. Atribuciones de la administración para convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones

La administración de la Sociedad podrá convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones reales o personales, ajustándose a la ley y a los estatutos sociales.

2.4. Activos esenciales para el funcionamiento de la sociedad

Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enersis S.A., las acciones representativas de los aportes que ésta efectúe a su filial Chilectra S.A.





negocios de la compañía

p. 72
Estructura de negocios

p. 72
Reseña histórica

p. 73
Expansión y
desarrollo



1. Estructura de negocios



Una empresa del Grupo Enel



2. Reseña histórica

El 19 de junio de 1981, la Compañía Chilena de Electricidad S.A. creó una nueva estructura societaria, dando origen a una sociedad matriz y tres empresas filiales. Una de ellas fue la compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. En 1985, como consecuencia de la política de privatización dispuesta por el Gobierno de Chile, se inició el traspaso accionario de la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. al sector privado, proceso que culminó el 10 de agosto de 1987. Mediante este proceso se incorporaron a la sociedad las Administradoras de Fondos de Pensión (AFP's), los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales

y miles de pequeños accionistas. La estructura organizacional estaba basada en actividades o funciones operativas cuyos logros se evaluaban funcionalmente y su rentabilidad estaba limitada por un esquema tarifario, producto de la dedicación exclusiva de la empresa al negocio de distribución eléctrica.

En 1987, el Directorio de la sociedad propuso una división de las distintas actividades de la compañía matriz. De esta forma, se crearon cuatro filiales que permitieron su administración como unidades de negocios con objetivos propios, expandiendo así las actividades de la empresa hacia otros negocios no regulados, pero vinculados al giro principal. Esta división fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 25 de noviembre de 1987,

que determinó su nuevo objeto social. Con lo anterior, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. pasó a tener el carácter de una sociedad de inversiones.

El 1 de agosto de 1988, en virtud de lo acordado por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 12 de abril de 1988, una de las sociedades nacidas de la división cambió su razón social por la de Enersis S.A. En Junta General Extraordinaria de Accionistas del 11 de abril de 2002 se modificó el objeto social de la compañía, introduciendo las actividades de telecomunicaciones y la inversión y administración de sociedades que tengan por giro las telecomunicaciones e informática y los negocios de intermediación a través de Internet.

En 1988, y con el propósito de enfrentar exitosamente el desafío de desarrollo y crecimiento, la empresa se dividió en 5 unidades de negocios, las que dieron origen a cinco filiales. De éstas, Chilectra y Río Maipo se hicieron cargo de la distribución eléctrica; Manso de Velasco se concentró en servicios de ingeniería y construcción eléctrica, además de la administración inmobiliaria; Synapsis del área informática y procesamiento de datos; mientras que Diprel se centró en prestar servicios de abastecimiento y comercialización de productos eléctricos.

Hoy Enersis es una de las compañías eléctricas privadas más grandes de Latinoamérica, en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos: generación, transmisión y distribución. El desarrollo del negocio de distribución de energía eléctrica en el extranjero lo ha realizado en conjunto con su filial Chilectra, empresa destinada a la distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana, Chile. Sus inversiones en generación de energía eléctrica en el país y el extranjero los ha desarrollado principalmente a través de su filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile).

Adicionalmente, está presente en negocios que complementan sus actividades principales mediante participación mayoritaria en las siguientes compañías, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., dedicada al negocio inmobiliario, mediante el desarrollo integral de proyectos inmobiliarios y la administración, arriendo, compra y venta del patrimonio inmobiliario de Enersis y filiales en Chile; ICT Servicios

Informáticos Limitada es una empresa de servicios de consultoría en materias de tecnología de la información e informática y telecomunicaciones.

3. Expansión y desarrollo

Enersis inició su expansión internacional en 1992, mediante la participación en distintos procesos de privatización en América Latina, desarrollando una presencia significativa en los sectores eléctricos de Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

1992

- El 15 de mayo adquirió el 60% y control de la generadora Central Costanera, actualmente Endesa Costanera, ubicada en Buenos Aires, Argentina.
- El 30 de julio se adjudicó el 51% de la Empresa Distribuidora Sur S.A., Edesur, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

1993

- En julio compró la generadora Hidroeléctrica El Chocón, ubicada en la Provincia de Neuquén y Río Negro, Argentina.

1994

- En julio, Enersis adquirió en US\$176 millones el 60% del capital accionario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A., Edelnor, en Perú. También adquirió Edechancay, otra distribuidora eléctrica de dicho país que con posterioridad fue absorbida por la primera.
- Al cierre del año, Enersis adquirió un 1,9% adicional del capital accionario de Endesa Chile, alcanzando el 17,2% de la propiedad.

1995

- El 12 de diciembre, Enersis adquirió un 39% adicional de Edesur, convirtiéndose en controladora de la misma.
- Adicionalmente adquirió la generadora Edegel, en Perú.

1996

- El 15 de febrero, Enersis alcanzó el 25,28% del capital accionario de Endesa Chile. El 15 de abril, Endesa Chile se convirtió en filial de Enersis.
- Invierte en el mercado sanitario, adquiriendo la empresa Agua Potable Lo Castillo S.A.
- El 20 de diciembre, Enersis ingresó al mercado brasileño adquiriendo parte importante de las acciones de la antiguamente denominada Companhia de Eletricidade do Río de Janeiro S.A., Cerj, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Río de Janeiro y Niteroi, Brasil, cuya actual razón social es Ampla Energía e Serviços S.A.
- El 20 de diciembre adquirió el 99,9% de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P, en Colombia.

1997

- El 5 de septiembre se adquirió por un monto de US\$715 millones el 78,9% de Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada, en Brasil.
- El 15 de septiembre, Enersis participó con éxito en el proceso de capitalización de Codensa S.A. E.S.P., adquiriendo el 48,5% de la propiedad en US\$1.226 millones, sociedad que desarrolla el negocio de distribución eléctrica en la ciudad de Bogotá y en el departamento de Cundinamarca, Colombia. A su vez, se adjudicó el 5,5% de la Empresa Eléctrica de Bogotá.
- El 15 de septiembre adquirió por un monto de US\$951 millones el 75% de Emgesa, generadora colombiana y un 5,5% adicional de la Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.
- Endesa (España) compró el 32% de Enersis.

1998

- El 3 de abril, Enersis volvió a incursionar en el mercado brasileño. Esta vez, se adjudicó el 89% y control de la Companhia Energética de Ceará S.A., Coelce, empresa que distribuye electricidad en el noreste de Brasil, en el Estado de Ceará, en US\$868 millones.
- El 22 de abril, Enersis alcanzó el 100% de la propiedad de Aguas Cordillera, en Santiago de Chile.

- El 28 de diciembre, Enersis se adjudicó el control a través de la adquisición del 40% de la propiedad de Esval, en la Región de Valparaíso.

1999

- Endesa (España), tomó el control de Enersis. A través de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones, Endesa (España) adquirió un paquete adicional correspondiente al 32% de Enersis, el que sumado al 32% que ya poseía desde agosto de 1997, situó su participación total en 64%. Esta operación, concretada el 7 de abril de 1999, supuso una inversión de US\$1.450 millones. Como consecuencia del aumento de capital realizado en Enersis en 2003, esta participación disminuyó al actual 60,62% de la propiedad.
- El 11 de mayo, Enersis adquirió un 35% de Endesa Chile, el que sumado al 25% que ya controlaba en ésta, le permitió alcanzar el 60% de la propiedad de la generadora. De esta manera, se consolidó como una de las principales empresas eléctricas privadas de América Latina.

2000

- En el marco estratégico del Plan Génesis se vendieron las filiales Transelec, Esval, Aguas Cordillera y activos inmobiliarios en US\$1.400 millones.

2001

- Se efectuaron importantes inversiones: US\$364 millones para incrementar la participación en el capital social de Chilectra, en Chile; US\$150 millones en la adquisición de un 10% del capital social de Edesur, en Argentina, porcentaje que estaba en poder de los trabajadores de la empresa; US\$132 millones para aumentar la participación en la brasileña Ampla; US\$23 millones para aumentar en 15% la participación en Río Maipo, en Chile, y US\$1,6 millón para aumentar en un 1,7% la participación en el capital social de Distrilima en Perú.



2002

- Se adjudicó en Brasil, la Central Termoeléctrica Fortaleza en el estado de Ceará. Adicionalmente, comenzó la operación comercial de la segunda fase de la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, CIEN, completando una capacidad de transmisión de 2.100 MW entre ambos países.

2003

- Se vendieron activos por US\$757 millones, operación que incluyó la central generadora Canutillar y la distribuidora eléctrica Río Maipo, ambos en Chile.

2004

- Entró en operación la Central Hidroeléctrica Ralco, ubicada en la Región del Biobío, con un aporte de 690 MW de potencia.

2005

- El 18 de abril, se constituyó la subsidiaria Endesa Eco, cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovable como centrales mini hidráulicas, eólicas, geotérmicas, solares y de biomasa, además de actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.

- Se constituyó la filial Endesa Brasil S.A., con todos los activos que mantenían en Brasil el Grupo Enersis y Endesa Internacional (actualmente Endesa Latinoamérica): CIEN, Fortaleza, Cachoeira Dourada, Ampla, Investluz y Coelce.

2006

- Durante febrero se compró por aproximadamente US\$17 millones, la central Termocartagena (142 MW) en Colombia, que opera con fuel oil o gas.
- En marzo, Enersis informó a la Superintendencia de Valores y Seguros la fusión de Elesur y Chilectra, mediante la absorción de esta última por la primera. Los efectos jurídicos de esta fusión se produjeron a contar del 1 de abril de 2006.
- En junio se materializó la fusión de Edegel y Etevensa, esta última filial de Endesa Internacional (actualmente Endesa Latinoamérica, S.A.) en Perú.
- El 29 de septiembre, Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), en el cual Endesa Chile participa con un 20%.

2007

- En marzo se constituyó la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén), cuyo objeto es el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado “Proyecto Aysén”, que significarán 2.750 MW de nueva capacidad instalada para Chile.
- En abril se puso a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), la primera fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro, segunda unidad, con una potencia de 248 MW.
- En septiembre se completó la fusión de las empresas de generación colombianas, Emgesa y Betania.
- El 11 de octubre, Enel S.p.A. y Acciona, S.A. toman control de Enersis, a través de Endesa (España), y de Endesa Internacional, S.A. (actualmente Endesa Latinoamérica S.A.).
- Durante noviembre inició la operación comercial la central hidroeléctrica Palmucho, ubicada a pie de presa de Central Ralco, en el Alto Biobío, Región del Biobío, aportando 32 MW de potencia al Sistema Interconectado Central (SIC).
- El 6 de diciembre se inauguró Canela, el primer Parque Eólico del Sistema Interconectado Central. Canela está situado en la comuna del mismo nombre en la Región de Coquimbo, aporta 18 MW al SIC.

2008

- En enero entró en operación comercial la segunda fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro II, elevando su potencia instalada a un total de 353 MW.
- El 24 de marzo comenzó la operación dual de la unidad N°1 de Central Termoelectrica Tal-Tal, con una capacidad instalada de 245 MW.
- El 27 de junio se puso en operación comercial la mini central hidroeléctrica Ojos de Agua, aportando 9 MW de potencia instalada al SIC.

2009

- Las sociedades Acciona, S.A., y Enel S.p.A. anunciaron un acuerdo mediante el cual ACCIONA, S.A. directa e indirectamente transferirá a ENEL ENERGY EUROPE S.L. el 25.01% de la propiedad de Endesa (España). De esta forma, ENEL ENERGY EUROPE S.L., controlada en un 100% por Enel S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de Endesa (España).
- El 25 de junio se hizo efectivo el acuerdo suscrito entre Enel S.p.A. y Acciona, S.A., mediante el cual Enel pasó a controlar el 92,06% del capital social de Endesa (España).
- El 9 de octubre Endesa Chile adquirió el 29,3974% de su filial peruana de generación, Edegel. Las acciones fueron adquiridas a precio de mercado a Generalima S.A.C., sociedad que a su vez es filial de Endesa Latinoamérica S.A. Con esta operación,



- Endesa Chile pasó a tener de manera directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel.
- Con fecha 15 de octubre, Enersis S.A. adquirió 153.255.366 acciones representativas del 24% del capital social de su filial peruana, Edelnor a un precio de 2,72 soles por acción. Dicha compra se efectuó a Generalima S.A.C., sociedad peruana filial de Endesa Latinoamérica S.A., matriz de Enersis. Con esta operación, la participación accionarial directa e indirecta de Enersis S.A. en Edelnor aumentó del 33,53% al 57,53%.

2010

- En febrero, la Central San Isidro aumentó su capacidad instalada a 399 MW; la unidad de ciclo combinado aumentó en 22 MW su capacidad luego de implementar modificaciones tecnológicas que le permitieron operar de forma dual (gnl y petróleo).
- El 31 de mayo en el contexto del esfuerzo permanente por entregar a sus clientes un servicio de excelencia, Chilectra comenzó la ejecución del proyecto Red de Distribución Telegestionada (Red D-T) ejecutada por Cam, cambio tecnológico que permitirá dar un salto cualitativo en el registro del consumo eléctrico y la reducción de pérdidas de energía.
- A comienzos de junio Chilectra y Clínica Dávila inauguraron el Proyecto Solar más grande de Chile. Con un total de 264 colectores termo-solares, instalados en 740 m², la tecnología Solar-Electric permitirá calentar más de 70.000 litros diarios de agua sanitaria, a través de dos energías totalmente limpias, no contaminantes y con ahorros de hasta 85%.
- En julio Endesa Chile y Minera Lumina Copper Chile S.A. formalizaron un contrato de suministro para abastecer de energía eléctrica al Proyecto Caserones, ubicado a 162 kilómetros al sureste de Copiapó. El acuerdo contempla el abastecimiento de energía y potencia desde el 1 de septiembre de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- En octubre de 2010, la compañía sometió al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto LTE Central Hidroeléctrica Los Cóndores, iniciativa que permitirá conectar la futura Central Hidroeléctrica Los Cóndores al Sistema Interconectado Central (SIC), principal red eléctrica del país que abastece a más del 90% de la población.
- En diciembre de 2010 se reingresó el EIA de Central Hidroeléctrica Neltume. La compañía reingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto Central Hidroeléctrica Neltume, incorporando la información adicional que solicitaron los diversos organismos que participan del proceso de evaluación de la iniciativa. El proyecto de 490 MW de capacidad instalada buscará aprovechar el potencial hidroeléctrico existente en la zona, específicamente en el río Fuy, desagüe natural del lago Pirehueico.
- En diciembre Endesa Chile ingresó al SEA de la Región de Los Ríos el EIA del proyecto denominado Línea de Alta Tensión S/E Neltume-Pullinque. La iniciativa tiene por objetivo levantar y operar la infraestructura necesaria para transportar e inyectar al Sistema Interconectado Central (SIC), la energía proveniente de la futura Central Hidroeléctrica Neltume.
- Enersis aceptó la oferta presentada por la empresa Graña y Montero S.A.A., para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Compañía Americana de Multiservicios Limitada, CAM; y de igual forma, aceptó la oferta presentada por Riverwood Capital L.P. para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. El precio ofertado por CAM y sus filiales presentes en los mercados de Argentina, Brasil, Colombia y Perú ascendió a US\$20 millones. En el caso de Synapsis, el precio ofertado por la compañía y sus filiales domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, ascendió a US\$52 millones.

2011

- Fueron ingresados a tramitación ambiental cuatro proyectos: “Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores”, “Parque Eólico Renaico”, “LAT S/E PE Renaico - S/E Bureo” y “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad”. De éstos, el proyecto “Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica

Los Cóndores” ya fue calificado como ambientalmente favorable. Por su parte, están en tramitación ambiental: “LTE CH Los Cóndores - S/E Ancoa”, “Central Hidroeléctrica Neltume”, “Línea de Alta Tensión S/E Neltume - Pullinque”, “Parque Eólico Renaico”, “LAT S/E PE Renaico - S/E Bureo” y “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad”.

- En mayo, la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén aprobó el Estudio de Impacto Ambiental de las centrales del Proyecto HidroAysén, presentado a trámite el 14 de agosto de 2008, lo que constituye un hito importante en la tramitación de las autorizaciones necesarias para desarrollar este proyecto de la sociedad Centrales Hidroeléctricas Aysén, en la que Endesa Chile participa en un 51%, siendo el 49% restante propiedad de la empresa eléctrica chilena Colbún. De llevarse a cabo este proyecto, supondría la incorporación de 2.750 MW de potencia hidráulica al sistema eléctrico chileno, repartida entre cinco centrales, haciendo una aportación importante a la seguridad de suministro del país. El proyecto contempla asimismo la construcción de una línea de transporte de alta tensión, desarrollada por terceros, de unos 1.912 Km de longitud, y cuyo trámite de aprobación se iniciará próximamente.
- En agosto Endesa (España) mediante un Hecho Relevante comunicó la formalización de un contrato de compraventa por el que Endesa Latinoamérica, S.A. (participada al 100% por Endesa (España) adquiriría de EDP Energías de Portugal S.A. su participación del 7,70% en las filiales de Endesa (España) en Brasil Ampla Energia e Serviços S.A. y Ampla Investimentos e Serviços S.A. por un precio de 76 millones de euros y de 9 millones de euros respectivamente. Tras esta adquisición Endesa (España), pasó a controlar un 99,64% del capital de ambas sociedades, que cotizan en la Bolsa de Sao Paulo. El 5 de agosto y en cumplimiento de la normativa del mercado de valores de Brasil, Endesa (España) informó que promoverá en las condiciones previstas en dicha normativa sendas ofertas públicas de adquisición (OPA) de acciones residuales dirigidas al 0,36% restante titularidad de

los accionistas minoritarios tanto de Ampla Energia e Serviços S.A. como de Ampla Investimentos e Serviços S.A.

- En septiembre el Grupo Enersis midió la Huella de Carbono de sus centrales de generación en Latinoamérica. A través de su filial Endesa Chile, la compañía efectuó el cálculo de la Huella de Carbono para 13 centrales de generación ubicadas en Argentina, Chile y Colombia, y también en el Edificio Corporativo de Santiago de Chile. Paralelamente, en Perú, se elaboró una metodología propia y se calculó, en base a ésta, la Huella de Carbono en las centrales de tecnología hidráulica y térmica, y también de la sede corporativa, en Lima. Chilectra por su parte, mide su Huella de Carbono y hace públicos sus resultados desde 2007 en su Informe de Sostenibilidad. La distribuidora abordó esta temática con la finalidad de ofrecer a sus clientes diversas acciones que permitan reducir las emisiones de CO₂, a través de la Eficiencia Energética (EE) o la implementación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Para ello, Chilectra mantiene una alianza estratégica con la empresa POCH Ambiental, de amplia experiencia en asesorías de Cambio Climático y elaboración de Huella de Carbono, y que entrega servicios en cálculo y certificación, como también en la reducción de emisiones por EE o ERNC.

2012

- Bocamina II entró en operación comercial el 29 de octubre de 2012. Esta incorporación permite, compensar el déficit de generación de origen hidroeléctrico que se ha venido sufriendo en los últimos 3 años, y dar un necesario respaldo al Sistema Interconectado Central mediante un aumento importante de generación térmica eficiente a bajo costo.
- El proyecto central Punta Alcalde, que contará con una capacidad instalada de 740 MW y que estará ubicado a 13 kilómetros de la ciudad de Huasco, recibió a principios de diciembre la aprobación ambiental por parte del Comité de Ministros, luego de ser rechazado por la Comisión de Evaluación



Ambiental de la Región de Atacama en junio de 2012. El proyecto adoptará los más altos estándares en tecnología, eficiencia y compromiso ambiental, considerando parámetros de nivel internacional en materia de emisiones y operación.

- En julio, mediante un hecho esencial enviado la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), el Directorio de Enersis informó la decisión de convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 13 de septiembre con el objeto de pronunciarse, entre otros puntos, a aumentar el capital social de la compañía, de acuerdo a la propuesta realizada por Endesa (España), por el equivalente en pesos chilenos, de hasta la suma de US\$8.020 millones o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. Los primeros días de agosto, la SVS señaló que el Directorio de Enersis deberá adoptar las medidas necesarias para dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (Ley de Sociedades Anónimas), puesto que éstas resultan complementarias y deben aplicarse conjuntamente en lo que correspondiere. Estas disposiciones dicen relación con las Operaciones de Aumento de Capital y Operaciones entre Partes Relacionadas, respectivamente. Conocida las indicaciones de la SVS, Enersis acogió las mismas y continuo con el aumento de capital. El Directorio resolvió postergar la convocatoria a Junta Extraordinaria de Accionistas, citada

para el 13 de septiembre para una nueva fecha que se determinaría oportunamente. Tras dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (el Directorio solicitó la evaluación independiente de IM Trust y el Comité de Directores de Claro y Asociados Ltda., el Comité de Directores emitió su informe y cada uno de los directores entregó su opinión respecto a la operación propuesta), la Junta Extraordinaria de Accionistas que se pronunció sobre el aumento de capital se desarrolló el 20 de diciembre. Con una amplia mayoría, la que alcanzó al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, prácticamente un 86% de los accionistas presentes en la Junta, aprobaron el aumento de capital con las siguientes características: 1) Monto máximo del aumento de capital: \$2.844.397.889.381 dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal, 2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que sería aportadas por Endesa (España) a Enersis, tendrá un valor de \$1.724.400.000.034 que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis a un precio de \$173 por acción, 3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de \$173 por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.

Junta de Accionistas 2012



energis
E
ndesa

Junta de Acci 2012



inversiones y actividades financieras

p. 82
Aumento de Capital

p. 88
Actividades financieras

p. 91
Marcas

p. 86
Plan de inversiones

p. 91
Clasificación de riesgo

p. 91
Proveedores,
clientes y
competidores
relevantes

p. 91
Propiedades y seguros



1. Aumento de Capital

1.1. Hitos de la operación

Con motivo de la carta de fecha 18 de junio de 2012 que Endesa Latinoamérica, S.A. (accionista controlador) envió al Presidente del Directorio de Enersis proponiendo un aumento de capital, el Directorio de la compañía acordó por la unanimidad de sus miembros, durante la sesión del 25 de julio de 2012, convocar a una Junta Extraordinaria de Accionistas para que se pronunciase acerca del aumento de capital propuesto, que consistía en emitir acciones de pago por la suma de hasta US\$8.020 millones, las que serían pagadas por el controlador, a prorrata de su participación accionaria, a través de una aportación en dominio de bienes no dinerarios, evaluados por el perito independiente Eduardo Walker Hitschfeld en US\$4.862 millones, mientras que el resto de los accionistas de la sociedad suscribirían las nuevas acciones en dinero efectivo.

La Superintendencia de Valores y Seguros, luego de haber solicitado a la sociedad antecedentes adicionales relativos a la operación, efectuó una interpretación a través del oficio N°18.684, de fecha 3 de agosto de 2012, mediante el cual estimó que el aumento de capital en curso debía ser complementado con la aplicación del Título XVI de la Ley N°18.046, relativo a operaciones entre partes relacionadas, coincidiendo con la opinión del Director Rafael Fernández Morandé en la sesión de Directorio de fecha 25 de julio y en las sesiones de Comité de fechas 22 de junio y 12 de julio, así como también en diversas cartas enviadas a los presidentes del Directorio y del Comité. El Directorio de Enersis comunicó, mediante hecho esencial del 9 de agosto de 2012, su decisión de continuar con el proceso de aumento de capital que había propuesto el controlador, complementando el procedimiento pertinente con las normas del Título XVI referido, para lo cual suspendió la convocatoria la Junta Extraordinaria Accionistas que había sido formulada el 25 de julio.

La Superintendencia de Valores y Seguros a través del oficio N°21.001, de fecha 29 de agosto de 2012, contestó la carta del Gerente General de Enersis en la que se formulaban diversas preguntas relativas a aspectos que debían ser aclarados por dicho ente administrativo a fin de dar aplicación a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas respecto de la

operación de aumento de capital en curso. La Superintendencia interpretó, entre otros puntos, que a los directores que habían sido elegidos con los votos del controlador debía aplicárseles el concepto de “director con interés” al que se refiere el artículo 44 de la Ley N°18.046 -establecido por el legislador para las sociedades anónimas cerradas- y por ende, debían entenderse como directores involucrados de acuerdo a los términos del Título XVI referido.

Con fecha 31 de agosto de 2012, el Directorio comunicó a través de un hecho esencial que todos los directores de la sociedad, salvo Rafael Fernández Morandé, habían manifestado tener interés en la operación en los términos del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, atendiendo a la interpretación efectuada por el Oficio Ordinario N°21.001 de la Superintendencia. Asimismo, informó que el Directorio había acordado por la unanimidad de sus miembros, continuar con la operación y que había iniciado la búsqueda del evaluador independiente.

El Directorio en sesión extraordinaria del 5 de septiembre de 2012, acordó contratar a la empresa IM Trust como evaluador independiente, lo que fue informado ese mismo día como hecho esencial. Asimismo, se informó como hecho esencial el día 7 de septiembre, la designación por parte del Comité de Directores de Enersis, de la empresa Claro y Asociados Ltda., en calidad de evaluador independiente del Comité.

El Directorio, comunicó, en carácter de hecho esencial, que el 24 de octubre de 2012 tanto el Comité de Directores como el Directorio habían recibido formalmente, cada uno respetivamente, los informes que habían encargado a los evaluadores independientes Claro y Asociados e IM Trust.

Luego de un estudio acabado de todos los antecedentes y en el marco de lo establecido en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, el Comité de Directores de la Sociedad procedió a emitir su informe acerca de la operación de aumento de capital, lo que fue comunicado por Enersis a través de hecho esencial de fecha 30 de octubre de 2012 y conocida por los directores, quienes emitieron sus respectivas declaraciones individuales respecto del aumento de capital con esa misma fecha. Posteriormente, el 6 de noviembre de 2012, el Directorio de Enersis acordó por la mayoría de sus miembros y con

la oposición del Director Rafael Fernández Morandé, convocar a una Junta Extraordinaria de Accionistas para el 20 de diciembre, para que se pronunciase acerca del aumento de capital, en los mismos términos que fue formulada como una operación única por Endesa (España). Se sometería a aprobación, entre otros puntos, aumentar el capital social en un monto no menor a US\$5.915 millones ni superior a los US\$6.555 millones, o en la suma que determine la Junta. Por medio de otro hecho esencial se dio cuenta del acuerdo de Directorio respecto a una serie de temas de interés de los accionistas en relación al aumento de capital, entre ellos, que el aporte de Endesa (España), a través de las participaciones que posee en distintas sociedades en Sudamérica, debería situarse en un rango no inferior a US\$3.586 millones ni superior a US\$3.974 millones, y el Directorio acordó solicitar a Endesa (España) el pronunciamiento sobre una serie de temas de interés social.

Con fecha 21 de noviembre Enersis recibió comunicación de AFP Habitat, AFP Planvital, AFP Provida, AFP Capital, AFP Cuprum y AFP Modelo, todas accionistas de Enersis, que en conjunto representan un 13,63% de la propiedad, donde solicitaron la convocatoria de una Junta Extraordinaria de Accionistas antes a la convocada a la del 20 de diciembre. El Directorio decidió convocar a Junta con el objeto de informar detalladamente sobre los fundamentos de cada uno de sus miembros, respecto a la decisión de llamar a Junta Extraordinaria de Accionistas, entre otros puntos.

Con fecha 14 de diciembre de 2012 se celebró una Junta Extraordinaria de accionista solicitada por las Administradoras, de naturaleza meramente informativa, destinada a exponer determinados aspectos y alcances del aumento de capital que sería sometido a deliberación de los el 20 de diciembre de 2012.

La Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 20 de diciembre acordó aprobar el aumento de capital propuesto como si fuese una operación entre partes relacionadas de acuerdo al Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas. También se acordó que el aumento de capital de la sociedad se realice por un importe máximo de \$2.844.397.889.381 en 16.441.606.297 de acciones de pago, nominativas, ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal. Se resolvió que la prorrata de esas acciones correspondientes al controlador, serían pagadas por éste a través de la aportación de la totalidad

del capital social de Cono Sur Participaciones, S.L., compañía que agrupará las participaciones sociales del accionista controlador en Sudamérica con excepción de Enersis, y que han sido valoradas en \$1.724.400.000.034 que corresponden, por tanto, a un número de 9.967.630.058 acciones a ser emitidas por Enersis, que constituye un valor referencial de US\$3.634.754.015,5 a un tipo de cambio observado del 20 de diciembre de 2012 de \$474,42 por cada dólar. Asimismo, se estableció un precio fijo de \$173 por cada una de las acciones de pago nominativas que se emitan como consecuencia del presente ampliación de capital.

A su vez, la Junta Extraordinaria de Accionistas decidió rechazar la propuesta de crear una serie de acciones ordinarias de una misma serie especial sin preferencia y sin valor nominal, que se denominaría Serie B, la que tendría exactamente los mismos derechos que las acciones actualmente emitidas, con la única excepción de sus derechos cambiarios establecidos por la Convención Cambiaria acordada con fecha 24 de septiembre de 2008 entre Enersis, Citibank N.A. y el Banco Central de Chile.

En la asamblea se acordó establecer un Período de Suscripción Preferente en conformidad con la Ley sobre Sociedades Anónimas, para que los accionistas tengan la posibilidad de suscribir aquel número de acciones de nueva emisión que les corresponda de acuerdo a su prorrata, estableciéndose un plazo de 30 días para ello. Asimismo, se acordó establecer un periodo de Oferta del Remanente, durante el cual las acciones no suscritas durante el periodo de opción preferente, así como aquéllas correspondientes a fracciones de acciones que resulten del respectivo prorrateo, serán ofrecidas a los accionistas y/o a terceros en la forma que libremente determine el Directorio, dentro del plazo de 15 días contados desde el vencimiento del plazo del periodo de suscripción preferente, sujeto a que las acciones no podrán ser ofrecidas a valores inferiores o en condiciones más ventajosas que las ofrecidas a los accionistas en el periodo de suscripción preferente. La Junta Extraordinaria de Accionistas estableció, además, que el aumento de capital deberá quedar concluido en el plazo de un año contado desde la fecha de celebración de la Junta. Vencido el plazo señalado, sin que se hubiese enterado el total del aumento de capital, éste quedará reducido a la cantidad efectivamente emitida, suscrita y pagada.

Asimismo, la Junta Extraordinaria de Accionistas acordó aprobar que todos los contratos de suscripción de acciones queden sujetos al cumplimiento de una condición suspensiva consistente en que los interesados suscriban y entreguen, ya sea en el periodo de suscripción preferente o en el periodo de suscripción del remanente, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que Endesa (España) suscriba y pague la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% del capital con derecho a voto. En el evento de que la suma total de las acciones suscritas y entregadas implique que Endesa (España) supere dicho límite, se entenderá fallida la condición y todos los contratos de suscripción de acciones quedarán sin efecto, devolviéndose a los suscriptores los dineros entregados por este concepto

La Junta Extraordinaria de Accionistas también informó que existía una proposición del Directorio acerca del Plan de Uso de Fondos presentado, la cual preveía que la caja obtenida por la sociedad, de perfeccionarse la operación de aumento de capital propuesta precedentemente, sería destinada fundamentalmente a la compra de participaciones en sociedades que Enersis ya consolida y, en adquisiciones en Sudamérica relativas a actividades en donde Enersis opera en la actualidad, que resulten convenientes para el interés social por agregar valor y que permitan aprovechar oportunidades de mercado (M&A).

La Junta Extraordinaria de Accionistas acordó modificar los artículos Quinto Permanente y

Segundo Transitorio de los Estatutos Sociales conforme a los acuerdos adoptados en la misma Junta sobre el aumento de capital social y autorizar a la administración de la compañía para otorgar un texto refundido y actualizado de los Estatutos Sociales.

También la Junta Extraordinaria de Accionistas informó que, con fecha 18 de diciembre de 2012, el Comité de Directores examinó y por la unanimidad de sus miembros, remitió al Directorio sin observaciones el contrato de suscripción de acciones a celebrarse entre Enersis y su controlador, Endesa (España), en el que se recogen los compromisos del controlador.

Finalmente, la Junta Extraordinaria de Accionistas acordó facultar, ampliamente al Directorio para que, entre otras materias, determinará la forma, época y procedimiento de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social; la inscripción de la emisión de las acciones en el Registro de Valores; plazo para la emisión, suscripción y pago de las acciones; establecer el procedimiento y características de la colocación del remanente de acciones que no sean suscritas en el periodo de suscripción preferente, así como para adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta.

Con posterioridad a la celebración a la Junta Extraordinaria de Accionistas, la administración de la sociedad presentó el 31 de diciembre de 2012 la solicitud de inscripción de las nuevas acciones de pago y el prospecto a la Superintendencia de





Valores y Seguros, la que procedió a inscribir los nuevos valores el 13 de febrero de 2013, según consta del Certificado N°971.

Finalmente, el Directorio en sesión de fecha 15 de febrero de 2013, acordó, por la unanimidad de sus miembros, iniciar el periodo de Oferta Preferente en Chile el 25 de febrero de 2013 y en el mercado norteamericano el 26 de febrero de ese mismo año, los que terminaron respectivamente los días 26 y 21 de marzo de 2013.

Todos los antecedentes a los que se ha hecho referencia en este capítulo, están a disposición de los accionistas en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl) así como en su domicilio social ubicado en Avda. Santa Rosa N°76, Santiago.

1.2. Otros temas de interés

1.2.1. Informe pericial y evaluaciones independientes

El Informe Pericial realizado por Eduardo Walker Hitschfeld, valoró los activos de Cono Sur en US\$4.862 millones según metodología DCF, mientras que los evaluadores independientes contratados por el Directorio y el Comité de Directores determinaron la valorización de Cono Sur calculado mediante la metodología de flujo de caja descontado (DFC) y una estimación del valor de mercado de los mismos activos. IM Trust, designado por el Directorio de la compañía, mediante DFC determinó que el valor de los activos es de US\$4.709 millones, mientras que

el valor de mercado de Cono Sur estaría en el rango de US\$3.445 millones y US\$3.621 millones. Claro y Asociados, designados por el Comité de Directores, calculó el valor de los activos en US\$4.627 millones con el método DFC, el valor de mercado de Cono Sur lo estimó en el rango de US\$ 3.870 millones y US\$3.912 millones.

1.2.2. Aporte de Endesa (España)

Endesa (España) concurrirá al aumento de capital a través del aporte de Cono Sur Participaciones S.L., sociedad que posee interés 25 sociedades de generación, transmisión y distribución en los cinco países en los que opera Enersis en Sudamérica.

Enersis actualmente tiene participación en 20 de dichas sociedad, las que son consolidadas en los estados financieros de la compañía. Eléctrica Cabo Blanco S.A.C., Empresa Eléctrica de Piura S.A., Yacylec S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. son las nuevas empresas que se incorporarían de ser exitosa la operación.

1.2.3. Principales impactos de resultar exitosa la operación en Enersis

- 1) Enersis incorpora, de una sola vez, participaciones en sociedades operativas de generación y distribución eléctrica en Sudamérica, que permiten aumentar su inversión en el negocio en forma significativa sin incurrir en costos de transacción ni riesgos incrementales, toda vez que se trata de sociedades que, casi en su totalidad, ya son gestionadas por Enersis.

- 2) La aportación de Emgesa y Codensa permitirá a Enersis consolidar estas inversiones por derecho propio, esto es, sin tener que contar con los votos de Endesa (España), como ocurre en la actualidad.
- 3) La adición de Empresa Eléctrica de Piura S.A. implica un aumento de la presencia en el sector de generación en Perú, a través de un activo de buena calidad y que presenta atractivas oportunidades de crecimiento. Dicha sociedad lleva a cabo en estos momentos la construcción de una central de 200 MW de capacidad, unidad que iniciará sus operaciones durante el primer trimestre de 2013.
- 4) Si se compara la contribución al resultado neto después de impuestos que aportarían las nuevas participaciones con el número de nuevas acciones de Enersis, a ser emitidas a cambio de dichas participaciones, tendría un efecto positivo para los actuales accionistas de Enersis en términos de utilidad por acción, tanto para este año como para los siguientes.
- 5) La aportación de estas participaciones dice relación con una importante disminución del interés minoritario a nivel de Enersis, lo cual debiese traducirse en un menor descuento de holding dado que ahora Enersis pasaría a tener una mayor participación en estas filiales, logrando o acercándose en muchas de ellas al 100% de la propiedad.
- 6) La caja que entraría complementando el aumento de capital, servirá como una importante fuente de crecimiento, potenciando aún más lo descrito anteriormente.
- 7) La razón de endeudamiento, calculada como Total Pasivos sobre Patrimonio Total, mejorará. Por ejemplo, utilizando cifras de diciembre 2012, la razón de endeudamiento de Enersis fue 0,91, y en el caso de que el aumento de capital ya se hubiese llevado a cabo habría sido de 0,80.

1.2.4. Uso de fondos

1.2.4.1. Adquisición de participaciones minoritarias relevantes.

Existen diversas adquisiciones potenciales de minoritarios que podrían ser ejecutadas en el corto / mediano plazo. Dichas adquisiciones deben agregar valor a la compañía.

1.2.4.2. Oportunidades de M&A.

El sector eléctrico en Sudamérica actualmente se encuentra en una fase de consolidación y Enersis se encuentra excelentemente posicionada para aprovechar el contexto.

Oportunidad de crear valor a través de operaciones de M&A en: Brasil, Colombia y Perú

Cualquier decisión de inversión será aprobada por el Directorio de Enersis, de acuerdo a la política de inversiones de la compañía y velando por el beneficio de todos los accionistas.

1.2.5. Periodos de suscripción

Las bolsas en las que se transan los derechos de suscripción de las acciones del aumento de capital son:

- Bolsa de Comercio de Santiago
- NYSE

Los periodos de suscripción para ambos mercados son:

- 25 febrero al 26 marzo de 2013 en Chile.
- 26 febrero al 21 marzo de 2013 en Estados Unidos.

1.2.6. Bancos Asesores

- Global Coordinators: J.P. Morgan, BTG Pactual/Celfin, Bank of America Merrill Lynch.
- Joint Bookrunners: Banchile, BBVA, Crédit Suisse, Deutsche Bank, Goldman Sachs, HSBC, LarrainVial, Morgan Stanley y Santander.
- Co-managers: BNP Paribas, Crédit Agricole y Mitsubishi UFJ Securities.

2. Plan de inversiones

Coordinamos la estrategia de financiamiento global de nuestras filiales y créditos entre compañías con el fin de optimizar la administración de deuda, además de los términos y condiciones de nuestro financiamiento.

Nuestras filiales desarrollan planes de inversión de capital independientes que se financian sobre la base de la generación interna de fondos o el financiamiento directo. Una de nuestras metas es concentrarnos en aquellas inversiones que arrojarán beneficios a largo plazo, tales como, los proyectos para reducir las pérdidas de energía.

Nuestro plan de inversiones es suficientemente flexible para adaptarse a circunstancias cambiantes al otorgar distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y calce estratégico. Las prioridades de inversión están actualmente enfocadas a desarrollar el plan de obras en Chile, Perú y Colombia.



2.1. Generación

Nuestros gastos de capital en generación totalizaron \$311 mil millones en 2012, de los cuales \$68 mil millones fueron incurridos en Chile y \$243 mil millones fuera del país, mientras que en 2011, estos gastos totalizaron \$289 mil millones, de los cuales \$145 mil millones fueron incurridos en Chile y el resto en el extranjero.

Nuestras principales inversiones de expansión durante el 2012 se concentraron en Chile, Colombia y Perú. En Chile, nuestra principal inversión de expansión se concentró en poner en marcha la Central Térmica Bocamina II, de 350 MW de potencia. En Colombia, nuestra principal inversión de expansión estuvo concentrada en la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de 400 MW de potencia.

2.2. Distribución

Durante 2012 se realizaron inversiones por \$403 mil millones, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, vía la inversión no solo en conexión de éstos, sino también en aumentos de capacidad y reforzamiento de las instalaciones en AT, MT y BT de las compañías. De este total, \$52 mil millones fueron incurridos en Chile y \$351 mil millones fuera del país. Por otra parte, en 2011, se realizaron inversiones por \$465 mil millones, para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de

nuevos clientes, como también para mejorar la calidad del servicio. De este total, \$44 mil millones fueron incurridos en Chile.

En Chile, durante 2012, Chilectra realizó inversiones por un total de \$52 mil millones relacionadas principalmente a satisfacer el crecimiento de la demanda de energía, ofreciendo un servicio cada vez más confiable a todos sus clientes, y también en los proyectos de calidad de servicio, seguridad y proyectos de prevención de pérdidas. Chilectra, al igual que 2011, continuó desarrollando los planes de Conectividad Inteligentes, cuyo objetivo es integrar nueva tecnología a la infraestructura de energía eléctrica, sistemas de información y comunicación.

En Alta Tensión, se realizaron obras para ampliar en 400 MVA la capacidad en la SS/EE El Salto 220/110 KV (completando así una capacidad de 800 MVA), y reforzos de las líneas de transmisión en 110KV “El Salto – San Cristóbal” y “Chena – Cerro Navia”. En Media Tensión se conectó al sistema eléctrico la nueva SS/EE Bicentenario 110/12KV (25 MVA), y se sigue avanzando con el cambio de Nivel de Tensión, de 12 kV a 23 kV, incorporándose 3.750 MVA. Este cambio permite aumentar la capacidad de las redes, construyendo así una menor cantidad de alimentadores en media tensión (MT), disminuir pérdidas técnicas y reducir el impacto visual de las redes en la ciudad. Además, se construyeron 11 nuevos alimentadores en las subestaciones Alonso de Córdova, la Reina, Vitacura, San José, Chacabuco, Lo Boza, Lo Valledor y Bicentenario.

En Argentina, nuestra filial Edesur, llevó a cabo inversiones por cerca de \$50 mil millones principalmente relacionadas a importantes obras de infraestructura eléctrica, incluyendo la nueva subestación Rigolleau y ampliación y renovación de redes de media y baja tensión. Finalmente, se continuó con el proyecto de telecontrol de la red de media tensión que había comenzado en 2011, y en calidad técnica del servicio.

En el caso de Brasil, la inversión total alcanzó a \$176 mil millones. En particular, Ampla realizó inversiones por un total de \$115 mil millones, principalmente concentrada en proyectos de reducción de pérdidas, calidad de las redes de distribución y conexión de nuevos clientes.

En el caso de Coelce, la inversión totalizó los \$62 mil millones, principalmente por proyectos en redes y conexión destinados para incorporar nuevos clientes. Al respecto, al igual que los últimos años, especial importancia mantuvo el programa “Luz para todos”, plan apoyado por el Gobierno del Estado de Ceará para proveer de servicio y energía a los clientes en zonas rurales.

En Colombia, las inversiones realizadas totalizaron \$70 mil millones en proyectos dirigidos a la expansión, para atender a nuevos clientes y satisfacer el crecimiento de la demanda en forma integral en las distintas tensiones de la red de distribución.

Las inversiones realizadas por Codensa se centraron en los planes de Nueva Demanda Urbana que consisten en la construcción de la infraestructura necesaria para la atención de la nueva demanda; y el inicio de las obras en la construcción de la Subestación Norte 500/115 KV (450 MVA).

En la Empresa Eléctrica de Cundinamarca, las inversiones estuvieron principalmente destinadas a la normalización de las redes de Media y Baja Tensión.

En Perú, Edelnor llevó a cabo inversiones por un monto total de \$54 mil millones enfocadas principalmente a satisfacer el crecimiento en la demanda, buscando siempre reforzar la seguridad en los alimentadores de Media y Baja Tensión.

Edelnor desarrolló proyectos significativos en 2012 tales como: Asentamientos Humanos, destinado a la conexión de clientes periféricos al área de concesión de la empresa; Infraestructura y traslado de redes para el “tren eléctrico” de Lima, el cual fue financiado totalmente vía aportes; y las obras para la nueva SS/EE Zapallal 220/60 KVA (180 MVA) y líneas conexas, cuya puesta en marcha se espera para inicio de 2013.

3. Actividades financieras

Las actividades financieras del Grupo Enersis siempre han sido un tema relevante y prioritario. Se ha trabajado en mejorar el perfil financiero tanto de Enersis como de sus filiales, emitiendo capital y deuda a las mejores condiciones existentes en el mercado.

De los hechos financieros más relevantes en la historia de Enersis, destacan, entre otros, los siguientes acontecimientos:

Entre 1988 y 1992 la acción de Enersis comenzó a transarse en las bolsas locales y el 20 de octubre de 1993, en la Bolsa de Nueva York (NYSE), a través de los ADS, bajo su nemotécnico ENI.



En febrero de 1996, Enersis realizó una segunda emisión de acciones tanto en el mercado local como internacional. Adicionalmente, emitió bonos en Estados Unidos por un monto total de US\$800 millones, con vencimientos en 2006, 2016 y 2026.

En febrero de 1998, Enersis volvió a aumentar su capital y emitió bonos por un monto de US\$200 millones.

En 2000, realizó un nuevo aumento de capital por US\$525 millones aproximadamente.

En 2001, el 17 de diciembre, se comenzaron a transar en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX) las acciones de Enersis bajo su nemotécnico XENI.

Entre junio y diciembre de 2003, Enersis realizó un nuevo aumento de capital, lo que permitió incrementar la base patrimonial de la compañía en más de US\$2.000 millones.

En 2012 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un monto total equivalente a US\$1.376 millones, de los cuales US\$117 millones provienen de Argentina, US\$533 millones de Brasil, US\$623 millones de Colombia y US\$104 millones de Perú.

Debido a enmiendas realizadas entre los años 2006 y 2010 a los contratos de bonos locales, bonos Yankee, y líneas de crédito bajo la Ley de Nueva York de Enersis y Endesa Chile, a la fecha eventos de incumplimiento de cualquier subsidiaria extranjera no tiene efecto en las deudas de las matrices chilenas.

3.1. Finanzas nacionales

Endesa Chile cuenta al cierre de 2012 con líneas de crédito comprometidas disponibles por un equivalente a US\$200 millones. Tanto Enersis como Endesa Chile están en proceso de renovación de líneas de crédito comprometidas por UF 2,4 millones respectivamente lo que en total suman aproximadamente US\$228 millones.

Asimismo, Enersis y Endesa Chile y sus respectivas filiales en Chile, cuentan al cierre de 2012 con líneas de crédito no comprometidas disponibles en el mercado nacional por un

equivalente a US\$349 millones y US\$235 millones, respectivamente.

Durante 2012, Enersis mantuvo disponible para giro la totalidad del programa de bonos locales por UF 12,5 millones, programa inscrito en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros en febrero de 2008.

Al cierre de 2012 permanecían sin utilizar las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US\$200 millones tanto para Enersis como para Endesa Chile. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, tanto Enersis como Endesa Chile con sus filiales chilenas terminaron con una caja disponible de US\$451 millones, correspondiendo a Enersis la suma de US\$438 millones y a Endesa Chile US\$13 millones.

Respecto a la deuda financiera consolidada de Enersis a diciembre de 2012, ésta alcanzó a US\$7.236 millones. De este monto, US\$4.080 millones corresponden a Endesa Chile consolidado. Esta deuda está compuesta principalmente por bonos internacionales, bonos locales y deuda bancaria.

Cabe señalar que la caja consolidada de Enersis finalizó en US\$2.196 millones, con lo cual, la deuda neta consolidada alcanza a US\$5.039 millones.

En cuanto a financiamientos bancarios, Endesa Chile mantiene vigente la deuda por US\$200 millones, correspondiente al crédito sindicado contratado en junio de 2008 y que tiene su vencimiento final en junio de 2014, en el cual BBVA Bancomer es el Agente de la operación.

3.2. Finanzas internacionales

El 2012 estuvo marcado por la fragilidad de la Zona Euro debido a sus problemas fiscales y financieros. A pesar de esto, la mayoría de las economías emergentes tuvieron un sólido desempeño en materia de crecimiento. Los mercados de deuda en la mayoría de los países donde se encuentran los activos del Grupo Enersis permanecieron abiertos y permitieron a sus filiales extranjeras continuar con el refinanciamiento de su deuda a mayor plazo, mejorando incluso los niveles de tasa de

interés y cumplir con una política que permite tener los riesgos financieros controlados. En Argentina la compleja situación operacional ha generado inestabilidad en los flujos de caja de las compañías, sin embargo, a través de distintas actuaciones operativas y financieras, se ha logrado un equilibrio al cierre de 2012.

En 2012 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un monto total equivalente a US\$1.376 millones, de los cuales US\$117 millones provienen de Argentina, US\$533 millones de Brasil, US\$623 millones de Colombia y US\$104 millones de Perú.

3.3. Principales operaciones financieras concretadas durante 2012

3.3.1. Argentina

Durante el 2012, Endesa Costanera refinanció vencimientos bancarios por un monto equivalente a US\$99 millones. Hidroeléctrica El Chocón obtuvo financiamiento bancario por US\$8 millones para capital de trabajo. Edesur, refinanció vencimientos bancarios un equivalente a US\$13 millones.

3.3.2. Brasil

Ampla efectuó exitosa emisión de bono local por el equivalente a US\$197 millones, lo que le permitió incrementar la vida media de su deuda. Además, se contrataron swaps de tasa de interés en Ampla y Coelce por el equivalente a US\$108 y US\$52 millones respectivamente. Se firmaron contratos con BNDES para inversiones de capital en Ampla y Coelce por un monto equivalente a aproximadamente US\$223 y US\$108 millones respectivamente.

3.3.3. Colombia

En Emgesa las operaciones más importantes efectuadas en 2012 fueron el refinanciamiento de un crédito sindicado por aproximadamente el equivalente a US\$173 millones y la estructuración de un bono local por el equivalente a US\$283 millones, donde de los recursos serán utilizados para financiar el proyecto Quimbo.

3.3.4. Perú

Edelnor refinanció vencimientos de corto plazo por el equivalente a US\$68 millones en 2012, aumentando la vida media de su deuda. Chinango, filial de Edegel, contrató un préstamo bancario por US\$10 millones a un plazo de cinco años, cuyos recursos fueron utilizados para refinanciar vencimientos. Además, se contrataron instrumentos de cobertura tipo de interés por un total de US\$10 millones.

3.4. Política de cobertura

3.4.1. Tipo de cambio

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre la indexación de los flujos indexados a moneda extranjera (dólar), y los niveles de indexación de activos y pasivos en dicha moneda. Durante 2012, las operaciones financieras realizadas por Enersis le permitieron mantener un nivel de pasivos en dólares ajustado a los flujos esperados en dicha moneda, a excepción de Argentina.

Como parte de esta política, en Chile se contrataron forwards por US\$244 millones para cubrir dividendos provenientes de las filiales en diferentes monedas. El resto de las compañías del Grupo en la región contrataron forwards de tipo de cambio por US\$10 millones para red denominar desembolsos futuros de acuerdo con la indexación de sus flujos.

3.4.2. Tipo de Interés

La política del Grupo consiste en mantener niveles de deuda fija y protegida sobre la deuda neta total, dentro de una banda de más menos 10% con respecto al ratio establecido en el presupuesto anual. En caso de presentarse alguna desviación con respecto al presupuesto, se realizan operaciones de cobertura en función de las condiciones del mercado.

En vista de lo anterior, durante 2012 se contrataron swaps de tasa de interés por el equivalente a US\$160 millones para fijar CDI (tasa de interés variable indexada a la inflación en Brasil) y por US\$10 millones para fijar libor (London Interbank Offering Rate). Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija más protegida sobre la deuda neta fue de 61%.

4. Clasificación de riesgo

El 9 de noviembre de 1994, Standard and Poor's y Duff & Phelps clasificaron por primera vez a Enersis en BBB+, esto es, compañía con grado de inversión. Posteriormente, en 1996, Moody's clasificó la deuda de largo plazo en moneda extranjera de la compañía en Baa1.

Durante el transcurso del tiempo, la mayoría de las clasificaciones de riesgo han variado. Actualmente, todas están en "grado de inversión" con perspectivas estables, las cuales se fundamentan en la diversificada cartera de activos, la liquidez y adecuadas políticas de cobertura de servicio de deuda.

Las filiales de Enersis tienen una sólida situación financiera y posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.

Resumiendo los principales acontecimientos que han tenido lugar durante los últimos meses, podemos destacar los siguientes:

- El 19 de octubre de 2012 Standard & Poor's confirmó la calificación de riesgo de crédito internacional para Enersis en "BBB+" con perspectiva estable. Esto tuvo lugar con ocasión de las revisiones de Enel SpA y Endesa (España), en que ambas calificaciones de riesgo de crédito se reafirmaron, pero donde las perspectivas cambiaron de estables a negativas, debido al downgrade aplicado al riesgo soberano de España.
- Finalmente, El 26 de septiembre de 2012, Humphreys asignó la calificación "AA" a los bonos locales de Enersis, "AA/nivel 1" al programa de papeles comerciales y "1° clase nivel 1" a las acciones de la empresa.
- Por su parte, el 18 de junio de 2012, Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Enersis con perspectivas estables.

Los ratings están apoyados en el diversificado portafolio de activos que posee la compañía, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y amplia liquidez. La diversificación geográfica de Enersis en Latinoamérica provee una cobertura natural frente a las diversas regulaciones y condiciones climáticas.

4.1. Clasificación internacional

Enersis	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB+ / Estable	Baa2 / Estable	BBB+ / Estable

4.2. Clasificación local

Enersis	Feller Rate	Fitch	Humphreys
Acciones	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA / Estable	AA / Estable	AA / Estable

5. Propiedades y seguros

La empresa es propietaria de algunos equipos y subestaciones ubicados en la Región Metropolitana. Al mismo tiempo, posee seguros ante riesgos tales como: incendios, rayos, explosiones, actos maliciosos, terremotos, inundaciones, aluviones, terrorismo, daños a terceros y otros.

6. Marcas

La sociedad tiene registradas las marcas Enersis, EnersisPLC, Enersis.PLC, e Internet a la velocidad de la luz Enersis PLC.

7. Proveedores, clientes y competidores relevantes

Siguen cambios en la redacción y en la lista: Siendo Enersis una empresa que opera principalmente en el ámbito de la generación y distribución de energía eléctrica se ha adoptado por considerar, además de los propios que corresponda, a los proveedores, clientes y competidores más relevantes de sus principales filiales en Chile, esto es, Endesa Chile y Chilectra.

En concordancia con lo anterior, se estableció que los proveedores, clientes y competidores más relevantes para la compañía son: Metro S.A., Cencosud Retail S.A., Walmart Chile S.A., Mall Plaza, CGE, Colbún S.A., AES Gener S.A., Guacolda, PacificHydro S.A., Saesa, Chilquinta S.A., Tinguiririca Energía, Minera Los Pelambres S.A., Gerdau Aza S.A., CAP, Ingeniería y Construcción Tecnimont S.A., Tecnimot SPA, Mitsubishi Coprporation, Codelco Salvador, Compañía Minera Carmen de Andacollo, E-CL Suez, CAM Chile, FAE – Lumisistemas Ltda., Bauen Efasec S.A. y ABB S.A.



12



factores de riesgo

p. 94
Factores de Riesgo



1. Factores de riesgo

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 de la compañía.
- El Comité de Riesgos de la sociedad 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 de la empresa.
- 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.

1.1. Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos

que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

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

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

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

1.1.1. Cobertura y protección:

A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, mantenemos un adecuado balance en la estructura de deuda. Adicionalmente, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US\$ 463 millones.

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

Posición neta:

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

1.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo Enersis.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materiales asociados a proyectos.

- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución del dólar.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (US\$), y los activos y pasivos mantenidos en dicha moneda. Adicionalmente, tenemos contratados cross currency swaps por US\$ 1.470 millones y Forwards por US\$ 28 millones.

1.3. Riesgo de commodities

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

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

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

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

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities

1.4. Riesgo de liquidez

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 18, 20 y anexo 4.

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

1.5. Riesgo de crédito

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

1.5.1. 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.

1.5.2. Activos de carácter financiero

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

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan por lo menos 2 calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch). Las colocaciones están respaldadas con bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea privilegiando, en la medida de lo posible y condiciones de mercado, los primeros.

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

1.6. Medición del riesgo

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

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

- Deuda
- Derivados financieros.
El Valor en Riesgo calculado representa la posible pérdida de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo

de un día con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

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

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

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

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

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

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

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





marco regulatorio de la industria eléctrica

p. 100
Argentina

p. 103
Brasil

p. 106
Chile

p. 108
Colombia

p. 112
Perú

1. Descripción del Sector Industrial

Enersis y sus sociedades filiales y sociedades de control conjunto participan en la generación y comercialización eléctrica en cinco países, cada uno de los cuales posee un marco regulatorio, matrices energéticas, empresas participantes, y patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación, se resumen brevemente los principales cuerpos legales que regulan la actividad, el tamaño del mercado y los aspectos más relevantes respecto de los agentes de cada uno de los países en los que opera la compañía.

1.1. Argentina

1.1.1. Estructura de la industria

El sector eléctrico argentino se rige por la Ley No. 15.336 de 1960 y la Ley No. 24.065 de 1992. En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hay cuatro categorías de agentes locales (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes) y agentes extranjeros (comercializadores de generación y comercializadores de demanda) quienes están autorizados para comprar y vender electricidad así como los productos relacionados.

El sector de generación está organizado en una base competitiva, con generadores independientes que venden su producto en el mercado spot del MEM o, a través de contratos privados, a clientes en el mercado de contratos del MEM, o a CAMMESA a través de transacciones especiales, como contratos.

La transmisión funciona en condiciones de monopolio y está compuesta por varias compañías a las que el Gobierno Federal les otorga concesiones.

La distribución opera bajo condiciones de monopolio y es atendida por compañías a las que se les ha otorgado concesiones. Las compañías de distribución tienen la responsabilidad de que la electricidad esté disponible a los clientes finales dentro de su área de concesión específica, sin consideración si el cliente tiene un contrato con el distribuidor o con un generador.

En 2002, debido a la contracción económica que afectó al país, se dictó la Ley No. 25.561, de Emergencia. La Ley obligó la renegociación de los

contratos de concesión, rompió la paridad con el dólar norteamericano e impuso la conversión a pesos argentinos de las obligaciones y derechos asumidos antes en la moneda estadounidense. Esta forzada conversión nominal de dólares a pesos tuvo un fuerte impacto en toda la industria eléctrica argentina. Adicionalmente, el Gobierno fue aprobando diversas medidas regulatorias que intervinieron paulatinamente el desarrollo de la industria. En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de avanzar en la implantación de un nuevo modelo regulatorio, basado en costos medios, manteniendo una segmentación por tipo de actividad que asegure un equilibrio entre remuneración, un nivel de inversión y rentabilidad razonable. Hasta su definitiva implantación (en 2014) y durante este periodo transitorio, las empresas del Grupo en Argentina están alcanzando diferentes acuerdos específicos con la Secretaría de Energía, permitiendo la correcta continuidad de las operaciones de las empresas.

1.1.2. Regulación en empresas de generación

Todos los generadores que son agentes del MEM deben estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional) y están obligados a cumplir con el orden de despacho para generar y entregar energía, en orden a ser vendida en el mercado spot y en el Mercado a Término (MAT). Las empresas de distribución, comercializadores, y grandes clientes que han suscrito contratos de suministro privados con las empresas de generación, pagan el precio contractual directamente al generador y también pagan un peaje a la empresa de transmisión y de distribución por el uso de sus sistemas.

Las regulaciones de emergencia promulgadas después de la crisis de Argentina de 2001, tuvieron un significativo impacto en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas en virtud de las regulaciones de emergencia fue la pesificación de precios en el mercado spot, y el requerimiento de que todos los precios spot fueran calculados sobre la base de disponibilidad absoluta de gas, aun en circunstancias cuando muchos generadores lo hacían con combustible alternativo, como el diesel, para satisfacer la demanda debido a la dificultad de suministro de gas natural. Con esto se fuerza a una reducción del precio del mercado, por cuanto operar con gas es más barato que con combustibles líquidos.



Además de los pagos de energía por la entrega efectiva a los precios prevalecientes en el mercado spot, los generadores reciben compensaciones principalmente por la capacidad puesta a disposición del SIN, incluyendo otras como la capacidad de reserva (para la escasez de capacidad del sistema) y servicios complementarios (tales como la regulación de frecuencia y control de voltaje).

El marco regulatorio que gobierna el pago por capacidad de generación, continuaba siendo el mismo que existía en 2002, con generadores que reciben compensación por la capacidad disponible a Ar\$12 por MW en la actualidad. Durante el año 2011 hubo un incentivo para incrementar la capacidad instalada aumentando el pago por potencia a en las unidades generadoras térmicas, especialmente turbinas de vapor y ciclos combinados, pero esto no fue renovado para el año 2012.

Los generadores también pueden suscribir contratos en el mercado a término para vender energía y potencia a distribuidores y grandes clientes. Los distribuidores están habilitados para comprar energía a través de acuerdos en el mercado a término en lugar de comprar energía en el mercado spot. Los contratos a término usualmente estipulan un precio basado en el precio spot más un margen.

Con el objeto de estabilizar los precios de generación de cara a las tarifas que perciben los clientes, el mercado define un precio estacional que es el precio de la energía que pagan los

distribuidores por sus compras de electricidad transadas en el mercado spot. Es un precio fijo determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía, después que CAMMESA haya recomendado el precio estacional para el periodo siguiente de acuerdo a sus estimaciones de precios spot, el que está basado en su evaluación del suministro esperado, demanda y capacidad disponible, además de otros factores. El precio estacional se mantiene por al menos 90 días. Para ajustar las diferencias entre este precio y el costo real de la generación se crea un fondo de estabilización. Si el precio estacional es más bajo que lo que cuesta la generación, se retira del fondo para compensar la generación, de lo contrario se aporta al mismo. Desde 2002 la Secretaría de Energía en la práctica ha mantenido el precio estacional promedio. Así se ha creado un déficit importante en el fondo de estabilización, que ha ido cubriendo el Estado argentino, mediante subsidios.

En el marco de los acuerdos alcanzados con el Gobierno para permitir el desarrollo de nuestras operaciones en Argentina, el 12 de octubre Endesa Costanera suscribió un acuerdo para la implementación de un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un importe total de US\$304 millones, en un plazo de 7 años. El acuerdo también contempla el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement -LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

1.1.3. Regulación en empresas de distribución

Las distribuidoras deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva a precios (tarifas) y condiciones establecidas en la regulación. Los acuerdos de concesión incluyen penalidades por el no suministro. Las concesiones fueron otorgadas para ventas de distribución y al detalle, con términos específicos para el concesionario, como se establecen en el contrato. Los periodos de concesión están divididos en “periodos de gestión” que permiten al concesionario abandonar la concesión cada cierto tiempo.

La mayoría de las empresas de distribución renegociaron sus contratos durante 2005 y aunque las tarifas fueron incrementadas parcial y temporalmente, la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las compañías distribuidoras de jurisdicción nacional aún está pendiente.

De esta forma, y en lo que respecta a Edesur, en 2006, la compañía distribuidora suscribió un “Acta de Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión.” Este acuerdo estableció, entre otras varias condiciones, un régimen tarifario transitorio que incluyó un incremento de VAD, un régimen de calidad de servicio, y un Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) a ser implementado por el ENRE en un futuro. El Acta de Acuerdo considera la definición de un mecanismo semestral de ajuste de la tarifas en base a la evolución de un índice inflacionario ad hoc inflación, conocido como MMC (Mecanismo de Monitoreo de Costos). Las primeras actualizaciones por inflación se dieron en 2008, pero a contar de ese año se ha dejado de reconocer oficialmente. No obstante el Gobierno argentino ha creado distintas alternativas regulatorias que han permitido a las compañías de distribución seguir prestando el servicio eléctrico.

Una de esas alternativas ha sido el denominado Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica o PUREE. Este Programa fue creado en 2004 por la Secretaría de Energía, estableciendo bonos y penalidades para los clientes dependiendo del nivel de ahorros de energía con base a una referencia de consumo; la diferencia neta entre los bonos y las penalidades eran originalmente

depositadas en el Fondo de Estabilización, pero esto fue posteriormente modificado a solicitud de Edesur y Edenor, lo que fue autorizado por la Secretaría de Energía, para usar estos recursos para compensar las variaciones de costos de los incrementos de costos (MMC) no reconocidos.

También se han aprobado cargos adicionales en las tarifas de los clientes para financiar las nuevas inversiones de expansión y calidad de las distribuidoras. Así en noviembre de 2012, se aprobó la Resolución ENRE 347, que faculta la aplicación de este cargo diferenciado por cliente a cuenta de la futura RTI. La aplicación del cargo supone para Edesur unos ingresos adicionales anuales de 437 millones de pesos argentinos, que representa un incremento del 40% del VAD y del 20% de las tarifas.

1.1.4. Regulación en transmisión

La transmisión fue diseñada sobre la base de la concepción general y principios establecidos en la Ley 24.065 para el negocio de transmisión, adaptando la actividad a los criterios generales contenidos en la concesión otorgada a Transener S.A., por decreto 2.473/92. Por razones tecnológicas el negocio de transmisión está relacionado a economías de escala que no permiten la competencia, es por lo tanto un monopolio y está sujeto a una regulación considerable.

1.1.5. Regulación medioambiental

Las instalaciones eléctricas están sujetas a leyes y regulaciones medioambientales, federales y locales, incluyendo la Ley N° 24.051, o Ley de Residuos Peligrosos, y sus regulaciones anexas.

Se imponen al sector eléctrico ciertas obligaciones de informar y monitorear y ciertos estándares de emisiones. El incumplimiento de estos requerimientos faculta al gobierno a imponer penalidades, tales como la suspensión de operaciones que, en el caso de servicios públicos, puede resultar en la cancelación de las concesiones.

La Ley N° 26.190, promulgada en 2007, definió el uso de fuentes renovables para la producción de electricidad como de interés nacional y fijó como meta un 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de 10 años.



1.2. Brasil

1.2.1. Estructura de la industria

La industria eléctrica de Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado, el (Sistema Interligado Nacional), que comprende la mayoría de las regiones de Brasil, y varios otros sistemas aislados menores. La generación, transmisión, distribución y comercialización son actividades legalmente separadas en Brasil.

La industria está regulada por el Gobierno Federal, a través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y también de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica, ANEEL.

De acuerdo con la Ley N° 10.848, de 2004, el mercado mayorista de electricidad, como herramienta para la formación del precio spot es residual. En cambio, el precio mayorista 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 el que los 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.

La transmisión trabaja bajo condiciones de monopolio. Las tarifas para las empresas de transmisión son fijadas por el gobierno brasilero. El cargo por transmisión es fijo y los ingresos de transmisión no dependen de la cantidad de electricidad transmitida.

La distribución es un servicio público que trabaja bajo condiciones de monopolio y es provisto por empresas que también han recibido concesiones. Los distribuidores en el sistema brasilero no están facultados para: (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados, excepto a aquellos dentro de su área de concesión y bajo las mismas condiciones y tarifas aplicables a sus clientes cautivos del Mercado Regulado; (iii) mantener, directa o indirectamente interés patrimonial en cualquier otra empresa, corporación o sociedad; o (iv) desarrollar actividades que no están relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el convenio de concesión relevante. Los generadores no están autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras en exceso del 10%.

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre concesionarios de generación, productores independientes, auto-productores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad, consumidores no regulados y clientes especiales. También incluye contratos entre generadores y distribuidores existentes bajo el antiguo marco regulatorio, hasta su expiración, momento en el que los nuevos

contratos debe ajustarse al nuevo marco regulatorio. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley 9.427/96, los consumidores no regulados en Brasil son aquellos que: (i) demandan una capacidad de al menos 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores; o (ii) demandan una capacidad en el rango de 500 a 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores.

El sistema brasilero es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasileiro (ONS) y está dividido en cuatro sub-sistemas: Sudeste, Centro-Poniente, Sur, Noreste y Norte. En adición al sistema brasilero hay también algunos sistemas aislados, es decir, aquellos sistemas que no forman parte del sistema brasilero y que generalmente están ubicados en las regiones norte y noreste de Brasil, y tienen como única fuente de energía plantas térmicas a carbón o petróleo.

1.2.2. Regulación en empresas de generación

Los Agentes Generadores, sean concesionarios públicos de generación, IPP's o auto-productores, así como los Agentes Comercializadores, pueden vender energía eléctrica dentro de los ambientes de contratación regulados (ACR) o en los ambientes de contratación libres (ACL), manteniendo la naturaleza competitiva de la generación, y todos los acuerdos, independientemente de haber sido suscritos en el ACR o en el ACL, son registrados en el CCEE, y forman parte de la base para la contabilización y la determinación de ajustes por diferencias en el mercado de corto plazo.

De acuerdo a las regulaciones del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos de largo plazo con antelación a la fecha de expiración de los contratos en el ambiente regulado vigente.

Los generadores pueden vender su energía a otros generadores a través de negociaciones directas, en precios y condiciones libremente acordadas.

Otro aspecto del sector eléctrico es la separación de los procesos de licitación de "energía existente" y "proyectos de nueva energía". El gobierno cree que un proyecto de energía nueva necesita de condiciones contractuales más

favorables tales como el plazo de los contratos de compra de energía (15 años para las plantas térmicas y 30 años para las plantas hidro) y ciertos niveles de precios para cada tecnología. Por otra parte, la energía existente, que incluye plantas depreciadas, puede ser vendida a menores precios y con contratos de plazos más cortos.

Los agentes de ventas son responsables de los pagos a los agentes de compra si ellos son incapaces de satisfacer sus obligaciones de entrega. Las regulaciones de ANEEL establecen multas aplicables a los agentes de venta de electricidad basada en la naturaleza y materialidad de la violación (incluyendo advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en licitaciones para nuevas concesiones, licencias o autorizaciones y confiscación). ANEEL puede también imponer restricciones en los términos y condiciones de los acuerdos entre partes relacionadas y, bajo circunstancias extremas, dar por terminados esos contratos.

El Decreto 5.163/2004 establece que los agentes vendedores deben asegurar el 100% de cobertura física para sus contratos de energía y potencia. Esta cobertura puede estar constituida por garantías físicas de sus propias plantas de generación o de cualquiera otra planta, en este último caso, a través de un contrato de compra de energía o potencia. Entre otros aspectos, la Resolución Normativa 109/2004 de ANEEL especifica que cuando estos límites no son alcanzados los agentes están sujetos a penalidades financieras.

Los agentes de generación pueden vender su producción de energía a través de contratos suscritos dentro del ACR o en el ACL. Los generadores del servicio público y los IPP's deben proveer una cobertura física de su propia generación de energía por el 100% de sus contratos de venta. Los auto-productores generan energía para su uso exclusivo y después de obtener la autorización de ANEEL, pueden vender el exceso de energía a través de contratos.

Por último, en lo que se refiere a la actividad de generación, el 11 de septiembre, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, que establece las condiciones para que puedan renovarse las concesiones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. La Medida Provisoria se aprobó con objeto de reducir el

precio final de la tarifa eléctrica y relanzar la actividad económica en Brasil. La Medida no afecta a ninguna de las concesiones de las filiales de Enersis en Brasil. En el Diario Oficial de 14 de enero de 2013, se publicó la Ley 12.783 de conversión de la Medida Provisoria.

1.2.3. Regulación en empresas de distribución

En el mercado regulado, las empresas de distribución compran la electricidad a través de licitaciones que son reguladas por ANEEL y organizadas por CCEE. Los distribuidores deben comprar la electricidad en licitaciones públicas. El gobierno también tiene el derecho de llamar a licitaciones especiales para electricidad renovable (biomasa, mini hidro, solar y plantas eólicas). ANEEL y CCEE realizan licitaciones anualmente. El sistema de contratación es multilateral, con empresas generadoras que suscriben contratos con todos los distribuidores que convocan las licitaciones.

Las tarifas de distribución a clientes finales están sujetas a la revisión de la ANEEL, que tiene la autoridad para ajustar y revisar estas tarifas en respuesta a los cambios en los costos de comprar energía y a las condiciones del mercado. Al ajustar las tarifas de distribución ANEEL divide el Valor Anual de Referencia los costos de las empresas de distribución en: (i) costos que están más allá del control del distribuidor ("Costos Parte A"), y (ii) costos que están bajo el control de distribuidor ("Costos Parte B"), los Costos Agregados de Distribución. Cada acuerdo de concesión de una empresa de distribución establece un ajuste anual de tarifas.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones a las tarifas a los consumidores finales: revisión tarifaria anual y revisiones ordinarias y extraordinarias. Las revisiones corresponden a las de cuatro /cinco años y se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Companhia Energética do Ceará, S.A. cada cuatro años y en Ampla Energia e Serviços, S.A. cada cinco años). La revisión anual ajusta los costes del VAD según la inflación del año (en Brasil las tarifas se ajustan anualmente). Finalmente las revisiones extraordinarias ocurren cuando en el sector se produce un evento relevante que afecta significativamente el valor de la tarifa.

La fijación de precios en las empresas de distribución apunta a mantener constantes los márgenes de operación de concesionario

permitiendo ganancias tarifarias debido a los costos de la Parte A y permitiendo al concesionario retener cualquier ganancia debido a la eficiencia alcanzada en determinados períodos de tiempo. Las tarifas a los clientes finales son ajustadas también de acuerdo a la variación de costos incurridos en la compra de electricidad.

La revisión tarifaria ordinaria toma en consideración toda la estructura de fijación de tarifas de la empresa, incluyendo los costos de proporcionar servicios, los costos de comprar energía así como el retorno para el inversionista. Conforme a sus contratos de concesión, Coelce y Ampla están sujetos a revisiones tarifarias cada cuatro y cinco años, respectivamente. La base de los activos para calcular el retorno permitido al inversionista es el valor de mercado de reemplazo, depreciado durante su vida útil desde un punto de vista contable, y la tasa de retorno sobre el activo de distribución se basa en el Costo de Capital Promedio Ponderado, o WACC (por su sigla en inglés) de una compañía modelo. La WACC se revisa en cada ciclo tarifario. El valor de la WACC para distribución actualmente en vigor es de 11,4% real antes de impuesto.

La ley garantiza un equilibrio económico y financiero para una empresa en el caso que se produzca un cambio sustancial en sus costos de operación. En el caso de que los componentes del costo de la Parte A, tales como las compras de energía o los impuestos, se incrementen significativamente dentro del periodo entre dos ajustes tarifarios anuales, el concesionario puede presentar una solicitud formal a ANEEL para que esos costos sean traspasados a los clientes finales.

1.2.4. Regulación en transmisión

Cualquier agente del mercado de energía eléctrica que produce o consume energía está autorizado para usar la Red Básica. Los consumidores del mercado libre tienen también este derecho, sujeto a que ellos cumplen con ciertos requerimientos técnicos y legales. Esta condición se llama acceso libre y está garantizada por la ley y por ANEEL.

La operación y administración de la Red Básica es responsabilidad del ONS, que tiene también responsabilidad de administrar el despacho de energía desde las plantas en condiciones optimizadas, involucrando el uso del sistema interconectado, los embalses y las plantas térmicas.

Con fecha 5 de abril de 2011 se publicaron en el Diario Oficial las Portarías Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a las dos líneas de interconexión de la Compañía de Interconexión Energética, S.A. a concesiones de servicio público, con pago de un peaje regulado. La Receita Anual Permitida (en adelante, "RAP") es reajustada anualmente, en el mes de junio, por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (en adelante "IPCA") con revisiones tarifarias cada cuatro años. Se definió una Base de Remuneración Bruta de 1760 millones de Reales (US\$885 millones) y una Base Neta de 1160 millones de Reales (US\$585 millones). En 2012 ANEEL autorizó la implementación de refuerzos en las instalaciones de transmisión, reconociendo una inversión adicional de 47 millones de reales (US\$23 millones), en la Base de Remuneración. La tasa de remuneración aplicable fue definida según la reglamentación vigente en 7,24% (real después de impuestos). El plazo de la autorización 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.

1.2.5. Regulación medioambiental

Si bien la Constitución brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales y locales para dictar leyes destinadas a proteger el medioambiente, la mayoría de los reglamentos ambientales en Brasil se dictan al nivel del gobierno estatal y local.

Las plantas hidroeléctricas deben obtener concesiones por los derechos de agua y

aprobaciones ambientales. Las empresas de generación térmicas, de transmisión y de distribución deben obtener una aprobación ambiental de parte de las autoridades de regulación ambiental.

1.3. Chile

1.3.1. Estructura de la industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres grandes segmentos o negocios: generación, transmisión y distribución.

El sector de generación está integrado por empresas generadoras de electricidad.

Estas venden su producción a las empresas distribuidoras, a clientes no regulados y a otras empresas generadoras. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. En último lugar, para efectos reguladores, el sector de distribución está definido como el que comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos. Los sistemas principales que cubren las zonas más pobladas de Chile son el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que cubre el sector central y centro sur del país, donde vive alrededor del 93% de la población chilena, y el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que opera en el norte del país, donde se encuentra gran parte de la industria minera. La operación



de empresas generadoras de electricidad está coordinada por centros de despacho económicos de carga, comúnmente llamados “CDEC” (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales son entidades autónomas que están integrados por generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes importantes. Los CDEC coordinan la operación de sus sistemas como mercados eficientes en la venta de electricidad, en donde se utiliza el generador del costo marginal más bajo para satisfacer la demanda. En consecuencia, en cualquier nivel concreto de demanda, se proporcionará el suministro adecuado al costo de producción más bajo posible que exista en el sistema en cualquier momento dado.

1.3.2. Regulación en empresas de generación

El segmento de generación comprende a las compañías que poseen plantas para la producción de energía eléctrica, la cual es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en donde la electricidad se vende a las compañías distribuidoras, a clientes no regulados, otras compañías de generación y en el mercado spot.

La operación de las empresas generadoras en cada uno de los dos principales sistemas interconectados es coordinada por su respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, o CDEC, una entidad autónoma que reúne a los generadores, empresas de transmisión y grandes clientes. Un CDEC coordina la operación de su sistema con un criterio de eficiencia en el cual se utiliza al productor de menor costo marginal para satisfacer oportunamente la demanda en cualquier momento. Como consecuencia, a cualquier nivel de demanda se entrega el abastecimiento adecuado, al menor costo de producción posible de las alternativas disponibles en el sistema. El costo marginal es usado como el precio al que los generadores transan su energía en una base horaria, incluyendo las inyecciones en el sistema como los retiros o compras para abastecer a sus clientes.

Los generadores participan en licitaciones de energía de hasta 15 años. Las licitaciones se realizan de acuerdo a los requerimientos de la demandas a través de la distribución y son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (el regulador). Esto permite a los generadores ingresos estables y predecibles,

evitando la volatilidad del costo marginal fomentando así la inversión en el sector.

En Chile existe pago por capacidad, dado por monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Se considera una tasa de rentabilidad de la industria de 10%. El pago por capacidad otorga a los generadores un ingreso fijo por estar disponible al sistema y contribuir al margen de reserva del país.

1.3.3. Regulación en empresas de distribución

El segmento de distribución se define, para los objetivos regulatorios, como todos los suministros de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

Las empresas de distribución abastecen tanto a clientes regulados, cuya demanda es menor que 500 kW, un segmento para el que el precio y las condiciones de suministro es el resultado de procesos de licitación regulados por la Comisión Nacional de Energía, como a clientes no regulados, con contratos bilaterales con los generadores cuyas condiciones son libremente negociadas y acordadas.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda, como sigue: i) clientes no regulados, aquellos con una capacidad conectada superior a 2.000 kW; ii) clientes regulados, cuya capacidad conectada es igual o inferior a 2.000 kW; y iii) clientes que optan ya sea por tener tarifas reguladas o un régimen no regulado, por un mínimo de cuatro años en cada régimen, disponible para quienes su capacidad conectada está en el rango de 500 kW a 2.000 kW.

Los procesos de fijación de tarifas de distribución son realizados cada cuatro años. Tanto la CNE como la empresa representativa de su área típica encargan estudios a consultores independientes para fijar el Valor Agregado de Distribución para su área típica. Las tarifas básicas preliminares se obtienen ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por Chilectra en la razón 2/3 – 1/3 respectivamente. Con estas tarifas básicas se verifica que la rentabilidad del agregado de la industria estuviese el rango establecido de 10% con una dispersión de 4%. La

tasa de rentabilidad para la industria reconocida en la ley es de 10%.

Cada cuatro años se realizan revisiones tarifarias en el sector de subtransmisión (las que corresponden a las instalaciones de alta tensión que conectan las redes de distribución con la transmisión). Dicho proceso se realiza en forma alternada al proceso de revisión tarifaria en distribución, de tal forma que se ambos se distancian en dos años.

Adicionalmente se realiza cada cuatro años la revisión de los servicios asociados, que corresponde a todos los servicios no recogidos en las revisiones de distribución.

El modelo de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

1.3.4. Regulación en transmisión

El segmento de transmisión comprende una combinación de líneas, subestaciones y equipos para la transmisión de la electricidad desde los centros de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. La transmisión en Chile se define como las líneas o subestaciones con un voltaje o tensión mayor que 23 kV. El sistema de transmisión es de acceso abierto y las empresas de transmisión establecen derechos de paso sobre la capacidad de transmisión disponible a través del pago de peajes.

Dado que los activos de transmisión se construyen conforme a las concesiones otorgadas por el gobierno, la ley requiere que una empresa opere en un “acceso abierto”, en el cual los usuarios pueden obtener acceso al sistema, contribuyendo a los costos de explotación, mantenimiento y, si es necesario, a la expansión del sistema.

1.3.5. Regulación medioambiental

Chile tiene numerosas leyes, reglamentaciones, decretos y ordenanzas municipales que pueden plantear consideraciones ambientales. Entre ellas se cuentan las normativas relacionadas con la eliminación de desechos, el establecimiento de industrias en áreas en que pudieran afectar la salud pública y la protección del agua para consumo humano.

Existe una ley para Energía Renovables no Convencionales, la ley N° 20.257, especifica

que cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, el 10% de dichos retiros anuales deberá ser inyectada, por medios de generación renovables no convencionales, ya sean propios o contratados. Lo anterior primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10%.

1.4. Colombia

1.4.1. Estructura de la industria

El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por las Leyes 142 y 143, de 1994. De acuerdo con la Ley 143 de 1994, diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, pueden participar en las actividades del sector, cuyos agentes gozan de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de competencia de libre mercado. Para operar o iniciar proyectos, se debe obtener de las autoridades competentes los permisos respecto de los aspectos medioambientales, sanitarios y derechos de agua, y aquellos de naturaleza municipal que sean requeridos.

El Mercado Eléctrico Mayorista en Colombia (MEM) se basa en un modelo de mercado competitivo y opera bajo principios de acceso abierto. Para su operación efectiva el MEM confía en una agencia central conocida como Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASCI).

Hay dos categorías de agentes, generadores y comercializadores, a los que se les permite comprar y vender electricidad en el MEM.

El sector de generación es organizado sobre una base competitiva, con generadores independientes que venden su producto en el mercado spot o a través de contratos privados con grandes clientes. Las empresas de generación deben participar en el MEM con todas sus plantas de generación o unidades conectadas al sistema colombiano cuyas capacidades sean iguales a 20 MW o superiores (Las plantas con capacidades entre 10 y 20 MW pueden participar opcionalmente). Las empresas de generación



declaran la energía disponible y el precio al que desean venderla. Esta electricidad es despachada centralmente por el Centro Nacional de Despacho (CND).

La comercialización consiste en la intermediación entre los actores que proveen generación de electricidad, servicios de transmisión y de distribución y los usuarios de estos servicios, sea que esa actividad sea llevada a cabo junto con otras actividades del sector eléctrico o no.

Las transacciones de electricidad en el MEM son llevadas a cabo bajo las modalidades de Mercado spot de energía (Corto plazo o mercado diario); Contratos Bilaterales (Mercado de largo plazo) y el Cargo por Confiabilidad.

La transmisión opera bajo condiciones de monopolio y con ingreso anual fijo garantizado, que es determinado por el valor nuevo de reemplazo de las redes y equipos y por el valor resultante de los procesos de licitación que adjudican nuevos proyectos para la expansión del Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Este valor es distribuido entre los comercializadores del SNT en proporción a sus demandas de energía. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) atiende el 98% de la demanda del país. Los sistemas no interconectados atienden zonas aisladas del país.

La distribución se define como la operación de las redes de Distribución Local y Transmisión Regional. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución para lo cual paga un cargo

de conexión. Los distribuidores, u operadores de redes, son responsables de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de redes eléctricas.

1.4.2. Regulación en empresas de generación

El Estado colombiano puede participar en la ejecución y explotación de proyectos de generación al igual que el sector privado. La nación sólo está autorizada para suscribir acuerdos de concesión relacionados con la generación cuando no existe una entidad preparada para asumir estas actividades en condiciones comparables.

El mercado mayorista facilita la venta del exceso de energía que no ha sido comprometido bajo contratos. En el mercado mayorista se establece el precio spot, calculado cada hora para todas las unidades despachadas, basado en el precio ofrecido por la unidad de precio de energía más alto para ese periodo. El Centro Nacional de Despacho –CND- recibe cada día las ofertas de precios de todos los generadores participantes del mercado mayorista. Estas ofertas indican precios y la capacidad disponible para cada hora en el día siguiente. Basado en esta información, el CND, guiado por el principio de despacho ideal (que supone una capacidad infinita de transmisión en la red), establece el despacho optimizado para el periodo de 24 horas, teniendo en cuenta las condiciones iniciales de operación, determinando qué generadores serán despachados el día siguiente para satisfacer la demanda esperada. El precio para todos los generadores es fijado como

el precio del generador más caro despachado en cada hora bajo el despacho ideal.

Adicionalmente, el CND planifica el despacho, que toma en cuenta las limitaciones de la red, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y eficiente, desde el punto de vista del costo. Las diferencias de costo entre el ‘despacho planificado’ y el ‘despacho ideal’ son llamadas “costos de restricción”. El costo de cada restricción es asignado en principio al agente responsable de la restricción y cuando no es posible identificar un agente se distribuye proporcionalmente a todos los comercializadores del sistema colombiano, de acuerdo a su energía demandada, y estos costos son traspasados a los clientes finales.

Los generadores conectados al sistema colombiano pueden también recibir “pagos por confiabilidad” que son el resultado de las Obligaciones de Energía Firme -OEF- que asumen con el sistema. La OEF es un compromiso de parte de la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos, que la capacitan para producir energía firme (estimada para las hidráulicas como el máximo de energía eléctrica que un planta generadora es capaz de despachar en una base continua durante un año, en condiciones extremas de afluencia de agua y para las plantas térmicas acorde con su disponibilidad histórica y la garantía de suministro y transporte de combustible). El generador que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el periodo del compromiso, sea que el cumplimiento de su obligación sea requerido o no. La asignación de las OEF - para nuevos proyectos se hace mediante una subasta para la cual los generadores deben declarar y certificar su energía firme. Los generadores existentes que así lo decidan, pueden participar en dichas subastas aceptando el precio resultante. La asignación para los generadores existentes se hace anualmente y para los proyectos nuevos por hasta 20 años. Cuando no hay subastas la asignación de las OEF las realiza el regulador proporcionalmente a la energía firme declarada por cada generador.

El precio por cada kWh hora de OEF corresponde al valor de cierre en la subasta por energía firme o Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía firme es requerida, que ocurre cuando el precio spot sobrepasa el Precio de Escasez, además del

Cargo por Confiabilidad el generador también recibe el Precio de Escasez, por cada kWh asociado con su OEF. En caso que la energía generada sea mayor que la obligación especificada en el OEF, esta energía adicional es pagada o remunerada al Precio Spot.

1.4.3. Regulación en empresas de distribución

Los cargos de distribución son fijados por la CREG basado en el valor nuevo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital así como los costos operacionales y de mantenimiento para cada compañía en cuatro niveles de voltaje diferentes, así: Nivel 1 hasta 1 kV, Nivel 2 hasta 30kV, Nivel 3 hasta 57,5 kV y Nivel IV hasta 115 kV. Los Niveles 1, 2 y 3 de tensión son denominados Sistemas de Distribución Local (SDL) y el Nivel 4 se denomina Sistema de Transmisión Regional (STR).

Durante 2009, después de auditar la información reportada por las compañías, la CREG determinó los cargos de distribución aplicables hasta 2013. Los cargos son fijados para un periodo de cinco años, y son actualizados mensualmente de acuerdo al índice de precios. La tasa de rentabilidad reconocida fue fijado por la CREG en 13,9%, antes de impuestos para los activos de Distribución Local y en 13% para los activos de Transmisión Regional con base en la metodología WACC/CAPM. La metodología para el cálculo de los cargos de distribución incluye un esquema de incentivos para los costos de administración, de operación y mantenimiento, calidad de servicio y pérdidas de energía.

1.4.4. Regulación en transmisión

Las redes de transmisión que operan a 220 kV a lo menos constituyen el Sistema de Transmisión Nacional (STN). La tarifa de transmisión incluye un cargo que cubre los costos de operación de las instalaciones, y un cargo por uso que aplica sólo a los comercializadores quienes lo traspasan directamente a los usuarios finales.

CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. El ingreso es determinado por el valor nuevo de reemplazo de la red y equipos, y por el valor resultante de los procesos de licitación que han adjudicado nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor es atribuido a los comercializadores del STN en proporción a su demanda de energía.

La construcción, operación y mantenimiento de los nuevos proyectos es adjudicado a la empresa que ofrece el menor valor presente de flujos de caja necesarios para llevarlo a cabo.

1.4.5. Regulación en la comercialización

El mercado de comercialización está dividido en clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes en el mercado no regulado pueden contratar libremente su suministro eléctrico directamente de un generador o de un distribuidor, actuando como comercializadores, o de un comercializador puro. El mercado de clientes no regulados, consiste de clientes con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh.

La comercialización puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes, que cumplen con ciertos requerimientos. Las partes acuerdan libremente los precios de transacciones para los clientes no regulados.

El comercializador de energía es responsable de cargar los costos de electricidad a los consumidores finales y transferir los pagos a los agentes de la industria. La comercialización para clientes regulados está sujeta a un “régimen de libertad regulada” en el que las tarifas son fijadas por cada comercializador utilizando una combinación de las fórmulas generales de costo dadas por la CREG, y los costos de comercialización individuales aprobados por la CREG para cada comercializador. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, costos de abastecimiento de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización. Adicionalmente, los costos finales del servicio están afectados por subsidios o contribuciones que son aplicados de acuerdo al nivel socio económico de cada usuario.

La fórmula para las tarifas de comercialización entró en vigencia el 1º de febrero de 2008. Los principales cambios en esta fórmula son el establecimiento de un cargo mensual fijo y la introducción de un cargo por costos de reducción de pérdidas de energía no técnicas en los cargos de comercialización. Adicionalmente, la CREG permite a los comercializadores en el mercado regulado elegir opciones tarifarias para administrar sus incrementos de tarifas.

1.4.6. Regulación medioambiental

El marco legal para la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley 99/1993, que también creó el Ministerio de Medioambiente, como la autoridad para la definición de políticas medioambientales. El Ministerio define, emite y ejecuta las políticas y los reglamentos enfocados a la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de recursos renovables.

Cualquiera entidad que contemple desarrollar proyectos o actividades en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad, que puedan ocasionar un deterioro ambiental, debe obtener primero una licencia ambiental.

De acuerdo a la Ley N° 99, las plantas generadoras que tiene una capacidad instalada total superior a 10 MW, deben contribuir a la conservación del medioambiente por medio de un pago por sus actividades a una tarifa regulada a las municipalidades y a las corporaciones ambientales en las localidades donde se encuentran las centrales. Las centrales hidroeléctricas, deben pagar el 6 % de su generación y las centrales térmicas deben pagar el 4 % de su generación, con tarifas que son determinadas anualmente.

La Ley 1450, de 2011, emitió el Plan de Desarrollo Nacional 2010-2014. El plan estableció que entre 2010 y 2014, el gobierno debe desarrollar temas sobre la sustentabilidad ambiental y prevención de riesgos.

En 2011, el Decreto 3.570 estableció la nueva estructura del sector medioambiental, creando el Ministerio de Medioambiente y Desarrollo Sostenible (previamente, las funciones del Ministerio de Medioambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda).

En los últimos años, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada a regular aspectos relacionados con las emisiones de las plantas, políticas hidro (incluyendo descargas de agua y organización de cuencas) y licencias medioambientales y penalidades.

1.5. Perú

1.5.1. Estructura de la industria

Las principales características de la industria eléctrica en Perú son: (i) la separación de las tres actividades principales: generación, transmisión y distribución; (ii) libre mercado para el suministro de energía dentro de condiciones competitivas del mercado; (iii) un sistema de precios regulados basado en el principio de la eficiencia y un régimen de licitaciones; y (iv) privatización de la operación de los sistemas de electricidad interconectados sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio.

Existe un sistema interconectado, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), y diversos sistemas aislados regionales de menor envergadura que suministran electricidad en áreas específicas.

1.5.2. Regulación en empresas de generación

Las empresas de generación que poseen u operan una planta generadora con una capacidad instalada mayor que 500 kW requieren una concesión otorgada por el MINEM. Una concesión para la actividad de generación eléctrica es un acuerdo entre el generador y el MINEM, mientras que una autorización es sólo un permiso otorgado unilateralmente por la misma autoridad pública. Las autorizaciones son otorgadas por el MINEM por un periodo de tiempo ilimitado, aunque su expiración está sujeta a las mismas consideraciones y requerimientos que el término de una concesión bajo los procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas, y sus reglamentos relacionados.

La coordinación de despacho de las operaciones eléctricas, la determinación de los precios spot y el control y administración de las transacciones económicas que ocurren en el SEIN, son controladas por el COES-SINAC. Los generadores pueden vender su energía directamente a grandes consumidores y comprar el déficit o transferir los excedentes entre la energía contratada y la producción efectiva, en el pool, al precio spot.

Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y condiciones mutuamente acordadas, los que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión y, de ser necesario, a las empresas de distribución por el uso de sus redes.

Las ventas a los distribuidores pueden ser bajo contratos bilaterales a un precio no mayor que el precio regulado, en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado en el caso de clientes no regulados. Además del método bilateral permitido por la Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley 28.832 ha establecido también la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados o no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía

La Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica estableció un régimen de licitaciones para la adquisición de energía y potencia por parte de los distribuidores a través de un mecanismo que determina los precios durante la vida de un contrato. La aprobación de este mecanismo es importante para los generadores porque establece un mecanismo para determinar un precio durante la vida del contrato, que no es fijado por el regulador y que puede tener una duración de hasta 20 años.

Los nuevos contratos para vender energía a las empresas de distribución, para su reventa a los clientes regulados, deben ser a precios fijos determinados por licitaciones públicas. Solo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución, incluida en los contratos antiguos se mantiene aún a los precios de barra los cuales son fijados por el Osinergmin anualmente. Dentro de estos contratos, es el precio máximo de electricidad adquirida por las distribuidoras al que éstas pueden transferirla a clientes regulados.

En Perú existe pago por capacidad, dado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Se considera una tasa de rentabilidad de la industria de 12%. El pago por capacidad otorga a los generadores un ingreso fijo por estar disponible al sistema y contribuir al margen de reserva del país.

1.5.3. Regulación en empresas de distribución

La tarifa eléctrica para clientes regulados incluye cargos por energía y potencia, para generación y transmisión, y el Valor Agregado de Distribución (VAD) que considera un retorno regulado por las inversiones, cargos fijos por operación y mantenimiento, y un porcentaje estándar por pérdidas de energía en distribución.



El VAD es fijado cada cuatro años. El Osinergmin clasifica las compañías en grupos, de acuerdo a las “áreas típicas de distribución”, basado en factores económicos que agrupa a las empresas con similares costos de distribución por la densidad poblacional, lo cual determina los requerimientos de equipos en la red.

El retorno real sobre la inversión de una empresa de distribución depende de su desempeño respecto de los estándares fijados por Osinergmin para una empresa modelo teórica. El sistema de tarifa permite un retorno mayor a las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo. Las tarifas preliminares son calculadas como un punto medio de los resultados del estudio contratado por Osinergmin y el estudio de las empresas. Las tarifas preliminares son comprobadas para asegurar que ellas proporcionan una tasa interna de retorno promedio anual entre el 8% y el 16% sobre el costo de reemplazo de los activos de distribución relacionados con la electricidad. La Ley peruana define la rentabilidad para la industria en 12%.

El último proceso de fijación de tarifas se desarrolló en noviembre de 2009 y ellas estarán vigentes hasta noviembre de 2013.

1.5.4. Regulación en transmisión

Las actividades de transmisión se dividen en dos categorías: principal, que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional; y secundaria, que es de aquellas líneas que conectan a una central eléctrica con el

sistema, o una subestación con una compañía distribuidora o un consumidor final. Las líneas principales y del sistema garantizado están disponibles para todas las generadoras y permiten que se suministre electricidad a todos los clientes. La concesionaria de transmisión recibe un ingreso anual fijo, así como también ingresos de tarifas variables y tarifas de conexión por kW. Las líneas del sistema secundario y complementario están disponibles para todas las generadoras, pero se utilizan únicamente para ciertos clientes que son responsables de efectuar los pagos en relación con el uso del sistema, éstas se remuneran a un valor fijo a 20 años, revisándose sólo las inversiones adicionales.

1.5.5. Normativa medioambiental

El marco legal medioambiental aplicado a las actividades relacionadas con la energía en Perú está estipulado en la Ley Ambiental (Ley N°28,611) y en el Reglamento de Protección Ambiental para Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 029-94-EM).

En 2008, el MINEM promulgó el Decreto Supremo 050-2008 para incentivar la generación de electricidad por medio de energías renovables no convencionales (ERNC). Dicho decreto estipula que el 5% de la demanda del SEIN debe ser suministrada con la utilización de ERNC. Esta meta del 5% podría incrementarse cada 5 años. Las tecnologías consideradas como recursos renovables son: biomasa, eólica, mareomotriz, geotérmica, solar y mini-hidroeléctrica (hidroeléctrica menor a 20 MW).



descripción del negocio eléctrico por país

p. 116

Generación de electricidad

p. 118

Argentina

p. 137

Colombia

p. 116

Transmisión de electricidad

p. 125

Brasil

p. 140

Perú

p. 116

Distribución de electricidad

p. 129

Chile

1. Generación de electricidad

Los negocios de generación se realizan principalmente a través de nuestra filial Endesa Chile. En este segmento, el Grupo Enersis posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.

En su totalidad, la capacidad instalada del Grupo Enersis ascendió a 15.173 MW a diciembre de 2012 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 58.694 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 66.311 GWh.

En la industria eléctrica, la segmentación del negocio entre la generación hidroeléctrica y térmica es natural, ya que los costos variables de la generación son distintos para cada forma de producción. La generación térmica requiere de la compra de combustibles fósiles y la hidroeléctrica del agua de los embalses y ríos.

El 57% de nuestra capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, el 42% de fuentes térmicas y el 1% de fuentes eólicas.

Por ello, la política comercial que la generadora defina resulta relevante para la adecuada gestión del negocio.

2. Transmisión de electricidad

Para el Grupo Enersis, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza a través de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, CIEN, filial de Endesa Brasil, con una capacidad de transporte 2.100 MW.

3. Distribución de electricidad


Nuestro negocio de distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Ampla y Coelce (de propiedad de Endesa Brasil) en Brasil, Chilectra en Chile, Codensa en Colombia y Edelnor en Perú. Durante 2012, nuestras principales filiales y empresas relacionadas de distribución vendieron 73.104 GWh.

En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Chilectra, Codensa y Edelnor atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 14 millones de clientes.

Estas compañías enfrentaron una demanda eléctrica creciente, lo que las obligó a invertir constantemente, tanto por crecimiento vegetativo, como por la mantención de sus instalaciones.





	Generación
	Transmisión
	Distribución

Central Arroyito 

Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	128 MW

Central El Chocón 

Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	1.200 MW

Central Costanera 

Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	2.324 MW

Edesur 

Ventas de Energía	17.738 GWh
Clientes	2,3 millones
Pérdida de Energía	10,5%



4. Argentina

4.1. Generación eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica en Argentina a través de Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, en las cuales controla, directa e indirectamente, un 41,8% y 39,2% de la propiedad, respectivamente.

Estas empresas poseen en conjunto cinco centrales, sumando 3.652 MW. Dicha potencia representó a 2012 el 12% de la capacidad instalada del SIN argentino.

La generación eléctrica del Grupo Enersis llegó a 11.289 GWh, el 9,0% del total generado en dicho país, representando la producción hidroeléctrica un 24,8%. Por su parte, las ventas físicas de energía alcanzaron los 11.852GWh, un 10% del total vendido.

Endesa Costanera y El Chocón participan en sociedades a cargo de la operación de dos ciclos combinados, iniciativas coordinadas por el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEN), con un 5,326% y 18,85% de la propiedad, respectivamente.

Durante el 2010 se habilitó para la operación comercial el ciclo completo de las centrales Termoeléctrica Manuel Belgrano y Termoeléctrica José de San Martín.

La operación en ciclo combinado determinó la entrada en vigencia del Contrato para la Operación y Gestión del Mantenimiento de las centrales y el Contrato de Abastecimiento, por lo cual, las empresas que participan en el FONINVEMEM, entre ellas, Endesa Costanera y el Chocón, comenzaron a recuperar sus acreencias con los flujos generados por el proyecto a través del contrato por 10 años de venta de su producción al MEM administrado por CAMMESA, habiéndose cobrado al 31 de diciembre de 2011 las cuotas de acuerdo a lo previsto.

Con relación al acuerdo formalizado, el 25 de noviembre de 2010, entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica, entre ellas Costanera y Chocón, es de mencionar que las compañías junto con los generadores participantes del nuevo proyecto

de generación, presentaron la documentación pertinente a la Secretaría de Energía. El proyecto denominado Vuelta de Obligado S.A. (VOSA), contempla la instalación de un ciclo combinado del orden de 800 MW.

En el mes de mayo de 2011, se procedió a la constitución de la Sociedad Termoeléctrica Vuelta de Obligado S.A. y a la firma del contrato de fideicomiso necesario para el proyecto.

Luego de su aprobación por las autoridades, se trabajó durante el año en las especificaciones técnicas y se llamó a licitación internacional encontrándose actualmente en la etapa de evaluación y homologación de las mismas.

Otras generadoras conectadas al SIN argentino son: AES Alicura, SADESA, Capex, Petrobras, Pampa Generación y Pluspetrol.

4.1.1. Endesa Costanera

Se encuentra localizada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.138 MW, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 859 MW y 327 MW respectivamente, totalizando la capacidad instalada de 2.324 MW.

En 2012, la generación neta fue de 8.488 GWh y las ventas totales alcanzaron 8.655 GWh. Durante 2012, la demanda del sistema eléctrico argentino registró un aumento del 4,2% respecto de 2011.

Durante 2012 los valores térmicos del verano y el invierno fueron los habituales. Se batió un nuevo récord de demanda de potencia de 21.949 MW en el mes de febrero, superando en un 1,8% el récord del año 2011.

Los aportes hidrológicos de las cuencas de los ríos Limay y Collón Curá se vieron sustancialmente reducidos a partir de mayo, configurando una situación de año seco en dichas cuencas. La disponibilidad de gas del sistema fue similar a la de años anteriores, básicamente por mayores cortes en el período invernal, registrándose una alta generación con combustibles líquidos alternativos para abastecer el creciente despacho térmico.

Cabe mencionar que en agosto de 2012, el Gobierno anunció futuros cambios al marco regulatorio de generación, transmisión y distribución eléctrica, incluyendo la modificación

del actual sistema “marginalista” vigente de determinación de precios de generación por un nuevo modelo en base a los costos de cada generador más una rentabilidad razonable.

En lo referente al aspecto operativo, durante 2012, las tareas más importantes en Mantenimiento se centraron fundamentalmente en la concreción del Plan Verano 2013 -iniciado en noviembre 2012- que abarcó la inspección de la Unidad 6 y los servicios auxiliares comunes para todas las unidades convencionales y en el Mantenimiento Mayor del Ciclo Combinado I.

En el plano de las finanzas se continuó con la estrategia financiera adoptada ya en ejercicios anteriores, de priorizar el manejo conservador de las mismas de manera de asegurar los recursos financieros necesarios para la adecuada operación de la Central.

En el ámbito comercial, la Compañía continuó realizando un importante esfuerzo para mantener, e incluso incrementar, el nivel de contratación en el Mercado a Término (MAT).

Con referencia al “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011”, formalizado por los generadores con la Secretaría de Energía en noviembre de 2010, cabe mencionar que la Secretaría de Energía no reconoció la continuidad del mismo durante 2012, lo que impactó adversamente en los resultados operacionales de la Sociedad.

Cabe destacar el Acuerdo formalizado en octubre 2012 entre Costanera y la Secretaría de Energía, para la implementación de un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un monto del orden de U\$304 millones, en un plazo de 7 años, que redundará en un incremento de la generación y un importante ahorro de costos para el sistema.

El plan contempla la ejecución de obras en las unidades de tecnología turbo vapor, otras obras e inversiones de corto, mediano y largo plazo necesarias para asegurar la operatividad de la Central, como así también la continuidad de los contratos de mantenimiento de los ciclos combinados con Mitsubishi y Siemens.

La financiación de este plan de inversiones provendrá del producido de dos Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento MEM cuya suscripción, por parte de CAMMESA y Costanera, fue instruida por la Secretaría de Energía. En ese sentido fueron formalizados entre CAMMESA y Endesa Costanera, el 19 de diciembre de 2012 el “Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados en el MEM” y el 18 de enero de 2013 el “Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbo Vapor (TV) en el MEM”.

Al 31 de diciembre de 2012, Endesa Costanera presenta un patrimonio negativo de \$ 340,8 millones producto de las pérdidas recurrentes, entre otras razones por el déficit creciente entre





ingresos y gastos, resultado de la regulación existente. Esta situación ha originado pedidos de reconsideración a las autoridades correspondientes para que se adopten las medidas que permitan revertir la situación.

4.1.2. Hidroeléctrica El Chocón

Hidroeléctrica El Chocón S.A. (“HECSA”) es una compañía de generación de energía hidroeléctrica, que opera los aprovechamientos El Chocón y Arroyito, ubicados sobre el río Limay. Se ubica en las provincias de Neuquén y Río Negro. El complejo hidroeléctrico tiene una capacidad instalada total de 1.328 MW, y comprende las centrales de El Chocón con una potencia instalada de 1.200 MW (central hidráulica de embalse artificial) y Arroyito con una capacidad instalada de 128 MW, utilizando ambas las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar.

El aprovechamiento hidroeléctrico de El Chocón está ubicado en la región denominada Comahue, formada por las provincias argentinas de Río Negro, Neuquén y la parte sur de las provincias de Buenos Aires y La Pampa. El Chocón se encuentra sobre el río Limay, a unos 80 km aguas arriba de su confluencia con el río Neuquén. Arroyito es el dique compensador de El Chocón y está emplazado sobre el mismo río, 25 km aguas abajo.

Durante 2012, los aportes hidrológicos de las cuencas de los ríos Limay y Collón Curá se vieron sustancialmente reducidos a partir de mayo,

configurando una situación de año seco en dichas cuencas, razón por la cual el criterio operativo aplicado por el Organismo Encargado de Despacho fue de restringir el uso de las reservas estratégicas acumuladas. Esta modalidad dio como resultado consolidar las reservas energéticas del Comahue.

Como resultado del despacho del embalse de El Chocón al cierre del ejercicio 2012 la generación neta del complejo El Chocón–Arroyito fue de 2.801 GWh, alcanzando la cota del embalse los 374,89 m.s.n.m. La reserva de energía en los embalses del Comahue fue de 5.279 GWh, de los cuales 1.832 GWh corresponden a ser producidos en el Chocón, ambos valores medidos respecto de la condición de cota mínima de Franja de Operación Extraordinaria.

En lo que se refiere al aspecto operacional, la disponibilidad acumulada en 2012 del complejo El Chocón–Arroyito fue de 98,9%, habiéndose cumplido en forma satisfactoria el Mantenimiento Mayor Programado del Turbogrupa N°2 de Central Arroyito. Dicho Mantenimiento Mayor implicó la revisión y mantenimiento integral de la turbina, generador, sistemas de excitación, protecciones, auxiliares eléctricos y mecánicos, y transformador principal. También se cumplimentó la instalación del sistema contra incendio en las Unidades N° 1, 3, 4, 5 y 6 de la Central El Chocón y el sistema de monitoreo de vibraciones en las Unidades N° 3, 4 y 5 de la Central citada precedentemente.

En el aspecto comercial, durante el año 2012 se continuó con la estrategia definida oportunamente focalizada en asegurar la sustentabilidad económica y financiera de la Sociedad, centrando el accionar en diversificar la cartera de clientes mediante la comercialización en mercados alternativos al Spot y priorizando relaciones rentables de largo plazo con clientes de probada solidez.

Como resultado de la gestión realizada desde hace algunos años, se alcanzó y mantuvo el 98% de la capacidad contratada con Grandes Usuarios del Mercado a Término, con un alto porcentaje de estos contratos celebrados por periodos superiores al año y con clientes de primera línea. En el transcurso del año se vendió al mercado spot 1.886 GWh y al de contratos 1.311 GWh.

En materia regulatoria, durante el año bajo consideración, continuaron vigentes los cambios en la normativa que regula el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) así como también la acumulación de acreencias de los generadores por retrasos en los pagos de la energía vendida en el Mercado Spot.

En agosto de 2012 el Gobierno anunció futuros cambios al marco regulatorio de generación, transmisión y distribución eléctrica, incluyendo la modificación del actual sistema “marginalista” vigente de determinación de precios de generación por un nuevo modelo en base a los costos de cada generador más una rentabilidad razonable. Desde el anuncio formulado, no ha habido normativas del Gobierno que determinen estos cambios en la regulación vigente.

Con relación al acuerdo formalizado el 25 de noviembre de 2010, entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de

energía eléctrica, entre ellas HECSA, y en adición a lo ya informado, en enero de 2012, el Secretario de Energía a través de Nota S.E. N° 495/12 instruyó a no aplicar, hasta nuevo aviso, el pago de los incrementos de O&M y Potencia reconocidos en el Acuerdo de Generación, norma que fue rechazada por HECSA.

En el ámbito de las finanzas, la Sociedad, atento al complejo escenario imperante en el Sector Eléctrico, canceló parte de su deuda por U\$S 25,8 millones.

Adicionalmente, cabe mencionar la obtención de dos nuevas financiaciones por un lado un préstamo con el Banco Hipotecario por la suma de \$10 millones por un plazo de un año, amortizable en doce cuotas mensuales y consecutivas, devengando una tasa Badlar Privada Corregida más un spread de 5,5% y, un Acuerdo en Cuenta Corriente con el Banco Macro por la suma de \$20 millones, por un plazo de 180 días devengando una tasa fija del 18%. Cabe mencionar que en diciembre se renovó esta última operación en similares condiciones.

Los principales proyectos de inversión que se prevé realizar son: i) Modernización del Sistema de Protecciones, Excitación y Secuencia de Arranque/Parada de las Unidades N° 1; 2; 5 y 6 y los transformadores principales T1CH y T5CH de la Central El Chocón, ii) Completar la instalación de los equipos de Monitoreo “on line” de vibraciones en las Unidades N° 1 y 6 de la Central El Chocón.

Adicionalmente, se prevé completar las mejoras ejecutadas en 2012 del Proyecto de actualización tecnológica del sistema de telemando del dique compensador arroyito, Etapa 3, el cual fue aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación.



4.2. Distribución eléctrica

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edesur, en la cual posee, directa e indirectamente, el 65,4% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Argentina, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 20%.

Otras distribuidoras del sistema eléctrico argentino son: Empresa Jujueña de Energía (EJESA), Empresa de Distribución de Energía de Tucumán (EDET), Empresa Distribuidora de Energía de Santiago del Estero (EDESE), Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (EDENOR) y Empresa de Distribución de la Plata (EDELAP).

4.2.1. Edesur

Edesur tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur del gran Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la ciudad de Buenos Aires y doce partidos de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km², por un periodo de 95 años a partir del 31 de agosto de 1992.

Dicho periodo consiste en uno inicial de 15 años y ocho adicionales de 10 años cada uno. Con fecha 5 de febrero de 2007, el Ente Nacional Regulador de

Electricidad (ENRE) resolvió extender el periodo inicial por cinco años adicionales, a partir de la finalización del proceso de Renegociación Tarifaria Integral (RTI).


El contrato de concesión establece la obligación de Edesur de suministrar electricidad a petición de los propietarios o habitantes de las propiedades dentro de su área de concesión, cumplir con ciertas normas de calidad referentes a la electricidad suministrada, cumplir con exigencias operacionales con respecto al mantenimiento de los activos de distribución y facturar a los clientes sobre la base de mediciones efectivas.

En 2012, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.388.675 clientes, cifra que permaneció prácticamente invariable respecto al año anterior. Del total, 87,3% son clientes residenciales, 11,3% comerciales, 1,0% industriales y 0,4% otros usuarios.

Las ventas de energía ascendieron a 17.738 GWh, cifra que representó un aumento de 2,9% respecto al año anterior. Esta se distribuyó en 42,7% al sector residencial, 25,6% al segmento comercial, 7,7% al sector industrial y 24,0% en otros.

El índice de pérdidas de energía alcanzó 10,6% durante 2012.



Coelce 


Ventas de Energía	9.878 GWh
Clientes	3,3 millones
Pérdida de Energía	12,6%

Central Fortaleza 

Tipo	Termoeléctrica
Potencia Instalada	322 MW

C. Cachoeira Dourada 

Tipo	Hidroeléctrica
Potencia Instalada	665 MW

CIEN 

Capacidad Instalada	2.100 MW
---------------------	----------

Ampla 

Ventas de Energía	10.816 GWh
Clientes	2,7 millones
Pérdida de Energía	19,6%

5. Brasil

5.1. Generación eléctrica

Enersis participa en la generación eléctrica a través de Endesa Brasil y sus filiales Endesa Cachoeira y Endesa Fortaleza.

Estas dos centrales, una hidroeléctrica y la otra térmica, suman una potencia total de 987 MW, representando cerca del 1% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Brasil alcanzó los 5.177 GWh, logrando cerca del 1% del total generado en ese país, siendo la producción hidroeléctrica un 72% del total generado por el Grupo Enersis en Brasil.

Por su parte, las ventas físicas de energía llegaron a los 7.291 GWh, cerca del 2% del total vendido en el sistema brasileiro.

Otras generadoras conectadas al SIN brasileño son: CHESF, Furnas, Cemig, Electronorte, Cesp, Copel, Eletrobras y Eletropaulo.

5.1.1. Endesa Cachoeira

Se ubica en el Estado de Goias, a 240 km al sur de Goiania. Posee diez unidades con un total de 665 MW de capacidad instalada. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaíba.

La generación neta durante 2012 fue de 3.722 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 4.344 GWh.

5.1.2. Endesa Fortaleza

Se ubica en el municipio de Caucaia, a 50 km de la capital del estado de Ceará. Es una central térmica de ciclo combinado de 322 MW que utiliza gas natural, y tiene capacidad para generar un tercio de las necesidades de energía eléctrica de Ceará, que alberga una población de aproximadamente 8,2 millones de personas.

Construida en un área de 70 mil metros cuadrados, forma parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario del Pecém, en el municipio de Caucaia, e integra el Programa

Prioritario de Termoelectricidade (PPT) del gobierno federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales cliente son Coelce y Petrobras.

La generación eléctrica de 2012 fue de 1.454 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 2.947 GWh.

5.2. Transmisión eléctrica

El Grupo Enersis también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través, de la empresa CIEN, donde posee un 54.30% de la propiedad.

5.2.1. Endesa Cien

La Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia Garabi I y Garabi II, que convierten en ambos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz), y las líneas de transmisión. En el lado argentino, son administradas por dos subsidiarias: la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) y la Transportadora de Energía S.A. (TESA), en ambas Endesa CIEN mantiene control de 100,0% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 kilómetros, y la Estación Conversora de Garabi.

El 5 de abril de 2011 fueron publicadas en el diario oficial las portarías que definen el valor anual de la Remuneración Anual Permitida (RAP) para CIEN. Con ello, el regulador equipara a CIEN (cuyos activos se componen de las líneas Garabi 1 y 2) a los concesionarios de servicio público de transmisión. La RAP anual total es reajustada anualmente, y se realizarán procesos de revisiones tarifarias a cada 4 años. A partir de abril 2011 por tanto, CIEN quedó oficialmente autorizada para recibir pagos bajo este nuevo enfoque de negocio.

5.3. Distribución eléctrica

Enersis participa en la distribución a través de Endesa Brasil y sus filiales Ampla y Coelce. Enersis posee directa e indirectamente el 70,2% y 35,2% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente.

La participación de mercado de nuestras filiales en Brasil, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 5%.

En Brasil, las distribuidoras que componen el sistema eléctrico totalizan 64 compañías, entre ellas: CPFL, Brasileña de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel.

5.3.1. Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en un 73,3% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.613 km². La población alcanza a aproximadamente 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios, de los cuales, destacan: Niteroi, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2012, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 2.712.359 clientes, un 2,6% más que en 2011. Del total, 90% corresponden a clientes residenciales, 6% a comerciales, y 4% a otros usuarios.

La compañía distribuyó 10.816 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento aproximado de 6% respecto a 2011. Del total de energía distribuida, un 40% correspondió a usuarios residenciales, 20% a comerciales, 9% a clientes industriales y 31% a otros usuarios (que incluyen clientes de peajes con 14%).

Desde 2003, Ampla actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía con reducción de 4,01 puntos porcentuales en este indicador (de: 23,64% para: 19,63%). La reducción sostenible sólo es posible debido al conjunto de resultados positivos obtenidos con los proyectos

desarrollados por Ampla (uso de tecnología y actuación social). Durante varios años, la empresa ha ganado una serie de premios que indican la excelencia de sus proyectos.

Sin embargo, hoy en día las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Ampla. El año 2012 cerró con una disminución de 0,03 puntos porcentuales, pasando de 19,66% a 19,63% logrando contrarrestar la fuerte agresividad del mercado el cual ha aumentado las zonas de riesgo en el área de concesión de la empresa.

5.3.2. Coelce

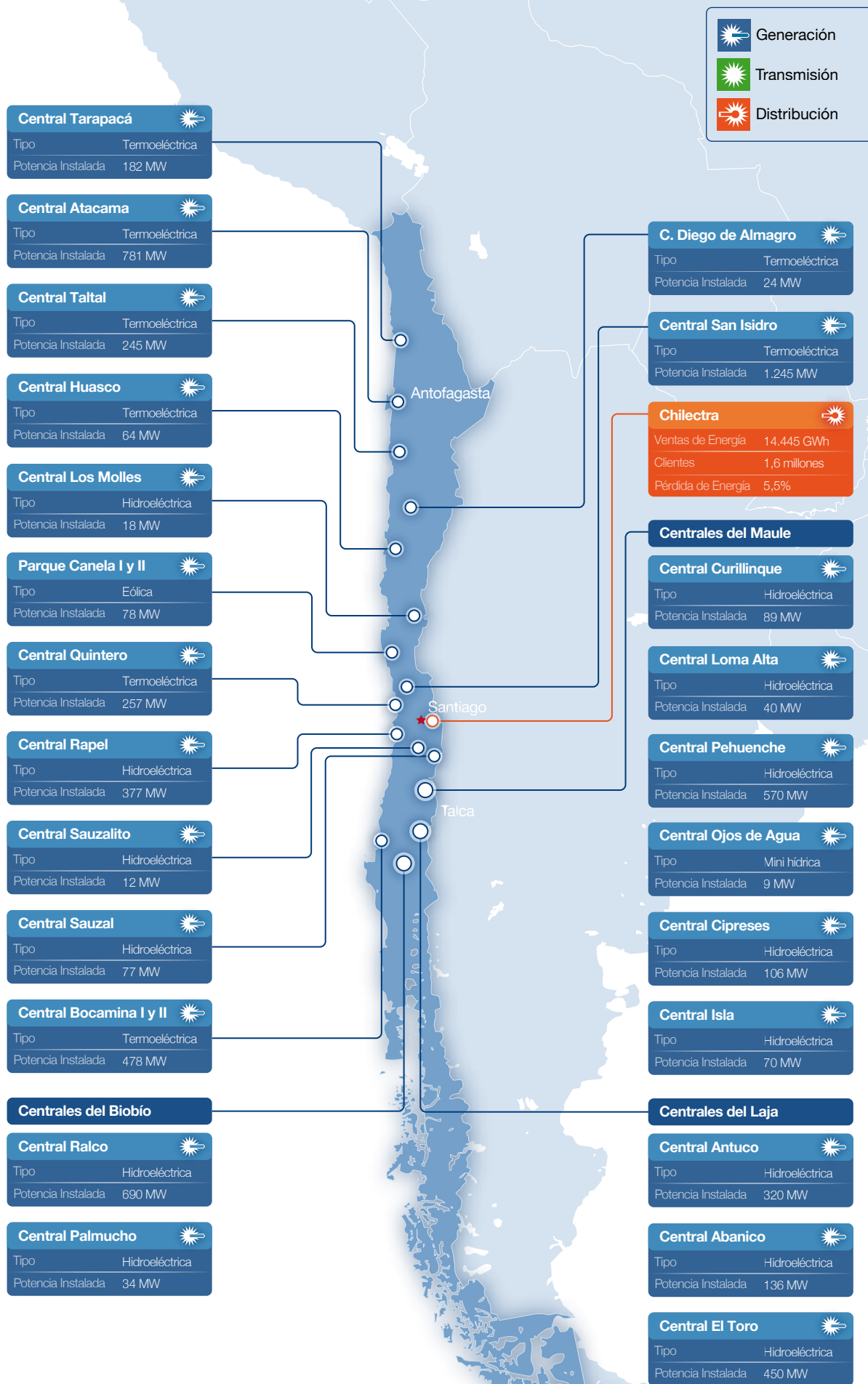
Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 149 mil km². La empresa atiende a una población de más de 8 millones de habitantes.

En 2012, Coelce fue reconocida como la Mejor Distribuidora de Brasil (Premio Abradee) y Latinoamérica (Premio CIER), ambos por la 4^a vez consecutiva.

Al cierre de 2012, los clientes alcanzaron a 3.338.163, lo que representó un aumento del 3,5% del número de clientes existentes a igual fecha del año anterior. La clasificación por tipo de clientes indica que el 73% son residenciales, el 13% rurales, el 5% de clientes comerciales, y el resto se compone de otros clientes.

La energía vendida en 2012 fue de 9.878 GWh, representando un crecimiento del 10,1% cuando es comparada con las ventas del año de 2011. Las clases de consumo que influyeron en este crecimiento fueron: clientes rurales con crecimiento de 35%, debido a la escases de lluvias durante este año que incentiva el uso de bombas eléctricas para regadío. Luego, clientes de Peajes con crecimiento de 17%, poderes públicos 15%, y finalmente clientes residenciales y comerciales con 9% cada uno, los clientes industriales presentaron una caída de 7%.





6. Chile

6.1. Generación eléctrica

Enersis participa en el sector de generación eléctrica a través de Endesa Chile y sus filiales, constituyéndose como la empresa de generación eléctrica más importante del país en términos de capacidad instalada, en la cual Enersis posee directamente el 60% de la propiedad.

Endesa Chile y sus filiales poseen y operan un total de veintiocho centrales generadoras, dieciséis de las cuales son hidroeléctricas, diez térmicas y dos parques eólicos, sumando, con ello, una potencia instalada total de 5.961 MW, representando el 32,7% de la capacidad de Chile.

La generación de electricidad del Grupo Enersis en Chile alcanzó los 20.194 GWh en 2011, siendo un 55% hidroeléctrica, monto que representó un 34% del total producido por la compañía en la región. Por su parte, las ventas físicas de energía en Chile sumaron 21.227 GWh, equivalente a un 32% del total vendido por el Grupo en América Latina.

El Sistema Interconectado Central (SIC) se vio afectado por tercer año consecutivo por una hidrología de características secas. Esto motivó que ya a inicios de 2011 se aplicara el decreto preventivo de racionamiento, el que se extendió hasta el 28 de agosto de 2012. Esta situación hidrológica sumada a un alto nivel de los precios de los combustibles utilizados para la generación eléctrica y a los atrasos en la puesta en servicio de dos centrales a carbón que son de bajo costo de producción, implicaron que en el SIC se registraran durante el año 2012 altos costos de suministro eléctrico. Como consecuencia de ello, se observaron también elevados precios de la energía eléctrica. Cabe destacar que esta situación comenzó a revertirse levemente a partir del segundo semestre de 2012 con una todavía insuficiente mejora de hídrica.

Si bien los eventos antes señalados tuvieron impactos en el margen de la compañía durante 2012, ellos fueron mitigados gracias a las características propias que posee su parque generador en cuanto a tamaño, diversidad, eficiencia productiva y a la aplicación de una política comercial que ha sido diseñada teniendo presente escenarios desfavorables de operación tal como la ocurrencia de una

condición hidrológica seca como la que afectó al SIC durante 2012 y la situación de atraso que afecta a los proyectos del sector eléctrico, tanto en el segmento de la generación como en el de la transmisión eléctrica.

En Chile, otras generadoras son: AES Gener, Colbún, EC-L y Norgener.

6.1.1. Endesa Chile

Endesa Chile suministra electricidad a las principales distribuidoras, a las grandes empresas industriales no reguladas (principalmente de los sectores de la minería, la celulosa y la siderurgia) y a otras generadoras mediante el mercado spot.

Los contratos de suministro más importantes que posee la compañía con clientes regulados corresponden a los suscritos con Chilectra y CGE, dos de las distribuidoras más grandes de Chile.

Con el objetivo de mantener su posición de líder en la industria y un nivel de compromisos acorde con su política comercial, Endesa Chile suscribió nuevos contratos de suministro eléctrico para potenciar su cartera de clientes y realizó una serie de actividades con estos durante el año 2012.

- Se firmaron nuevos contratos con los clientes Saesa, Frontel, Luz Osorno, y las cooperativas Coelcha, Copelec, Coopelan, Crell, Cooprel y Socoepe a través de la licitación de Saesa y Cooperativas, periodo mayo 2012 a diciembre 2014. Son 308 GWh/año, 704 GWh/año y 924 GWh/año para los años 2012, 2013 y 2014 respectivamente. Asimismo, se firmó contrato con el cliente ESO La Silla por el año 2013, con Emelectric (para su cliente Minera La Florida) y una extensión del contrato de suministro para clientes libres con CGE Distribución (desde diciembre 2012 a diciembre 2015).
- Endesa Chile continuó con su política de fortalecer sus relaciones comerciales con sus clientes, realizando una serie de actividades. En el marco del Plan de Servicio Integral al Cliente, en julio de 2012, se realizó la visita de los clientes a las Centrales Pangué y Ralco. En agosto se efectuaron los seminarios con clientes en La Serena y Copiapó. En septiembre se efectuaron los seminarios con clientes en Concepción y Valdivia.
 - En el mes de noviembre se realizó en

Santiago el “VIII Seminario con Clientes de Endesa Chile y Filiales”, que contó con una alta participación de los representantes de las empresas a las cuales se suministra energía eléctrica. Se realizaron presentaciones acerca de la situación de abastecimiento, la Carretera Eléctrica y del las perspectivas hidrometeorológicas.

- De acuerdo a los resultados de la VIII Encuesta de Calidad de Servicio, el Índice de Satisfacción al Cliente alcanzó el 80,4 %, lo que califica a la cartera como “Satisfecha”. Las áreas mejor evaluadas fueron canales de comunicación y proceso de facturación.
- Endesa Chile y CMPC alcanzaron un acuerdo en el arbitraje que mantuvieron ambas empresas en relación con la aplicación del contrato de suministro. Los términos del acuerdo establecieron que CMPC pagará a Endesa Chile un total de US\$ 59,9 millones vía pago al contado, reducciones de consumos y aportes de ERNC.

Por otra parte y con el objetivo de enfrentar las limitaciones de transmisión presentes en el SIC, Endesa Chile firmó con Transelec en el 2012 un contrato para la construcción de un “SVS PLUS” en la subestación Diego de Almagro. Esta iniciativa fue concebida e impulsada por Endesa Chile, con el objetivo de aumentar la capacidad del sistema de transmisión Maitencillo - Cardones 220 kV en 80 MVA, sin construir nuevas líneas de transmisión. Esto permitirá

transportar una mayor cantidad de energía económica desde la zona central del SIC hacia la zona Norte y con ello incrementar la seguridad de suministro y acceder a menores precios para la energía suministrada a nuestros clientes. Cabe señalar que este proyecto cuenta también con la participación de las empresas Guacolda S.A. y AES Gener S.A., y se estima que entrará en operación durante el segundo trimestre de 2013.

A partir del 1 de mayo de 2012 comenzó a demandarse el contrato de suministro eléctrico proveniente del proceso de licitación realizado por SAESA y Cooperativas en el marco de lo dispuesto por la Ley N°20.018, conocida también como Ley Corta 2, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos. La energía comprometida es por bloques de 308 GWh/año, 704 GWh/año y 924 GWh/año para los años 2012, 2013 y 2014 respectivamente,

6.1.2. Pehuenche

Pehuenche, una empresa de generación conectada al SIC, es propietaria de tres centrales hidroeléctricas al sur de Santiago en la cuenca hidrológica de alta pluviosidad del río Maule, con una capacidad instalada total de 699 MW. Su central Pehuenche, de 570 MW de capacidad instalada, entró en operación en 1991, la central Curillínque, de 89 MW de capacidad instalada, comenzó a operar en 1993, y su central Loma Alta, de 40 MW de capacidad instalada, comenzó a operar en 1997. Endesa Chile tiene el 92,7% de participación de Pehuenche, y Enersis cuenta con un interés económico en Pehuenche de 55,6%.





A Diciembre de 2012, la generación neta de energía alcanzó los 2.625 GWh, mientras que las ventas de energía acumularon 2.770 GWh.

6.1.3. Pangué

Se ubica en la Región del Biobío, a 100 km al oriente de Los Angeles. Su capacidad instalada de 467 MW es hidráulica de embalse y utiliza las aguas del río Biobío. Enersis posee el 57,0% de la propiedad. A partir del 1° de mayo de 2012 y enmarcada dentro del proceso de simplificación societaria anunciado por Endesa Chile a fines de febrero de 2012, Pangué fue fusionada con San Isidro y absorbida por esta última, por lo que Pangué fue disuelta como sociedad.

En el período comprendido entre el 1° de enero de 2012 y el 30 de abril de 2012, la generación de Pangué fue de 326 GWh y las ventas físicas de energía alcanzaron los 361 GWh.

6.1.4. San Isidro y San Isidro 2

Inició sus operaciones en 1998 y actualmente tiene una capacidad instalada total de 1.245 MW (San Isidro de 379 MW, San Isidro 2 de 399 MW y Pangué de 467 MW). San Isidro y San Isidro 2 se ubican en la Región de Valparaíso, a 8 km de Quillota, y es un ciclo combinado con tecnología dual, lo que le permite utilizar gas natural y fuel oil para generar. Enersis posee un 60% de la propiedad. A septiembre de 2012, la generación neta como las ventas de energía de

San Isidro fueron de 2.750 GWh y 2.757 GWh, respectivamente, reflejando en parte la incorporación de las operaciones de Pangué a partir del 1° de mayo de 2012. La central Pangué, se ubica en la Región del Biobío, a 100 km al oriente de Los Ángeles. Su capacidad instalada de 467 MW es hidráulica de embalse y utiliza las aguas del río Biobío. La primera unidad entró en operación en el año 1996 y la segunda unidad inició operaciones en 1997. Enersis posee el 57,0% de la propiedad. A partir del 1° de mayo de 2012 y enmarcada dentro del proceso de simplificación societaria anunciado por Endesa Chile a fines de febrero de 2012, Pangué fue fusionada con San Isidro y absorbida por esta última, por lo que Pangué fue disuelta como sociedad.

Durante el año 2012, la generación neta de energía de San Isidro –en su conjunto– fue de 3.529 GWh y las ventas de energía alcanzaron los 3.537 GWh.

6.1.5. Celta

Sus dos unidades generadoras se ubican en la Región de Tarapacá, a 65 km al sur de Iquique. Su capacidad instalada es de 182 MW usando una tecnología térmica de vapor-gas, que utiliza carbón y petróleo como combustible para generar. Enersis posee el 60% de la propiedad. A diciembre de 2012, la generación neta de energía de Celta fue de 803 GWh y las ventas de energía sumaron 961 GWh.

6.1.6. Canela y Canela II

Se ubica en la Región de Coquimbo, a 80 km al norte de la ciudad de Los Vilos. Posee una capacidad instalada de 78 MW y fue el primer parque eólico del SIC. Enersis posee un 45% de la propiedad. Se estima que la operación del Parque Eólico Canela sustituye anualmente la emisión de hasta aproximadamente 110,9 mil toneladas de CO₂ al año.

6.1.7. Bocamina II

El proyecto Bocamina II, ubicado en el sector Lo Rojas en la comuna de Coronel, provincia de Concepción, Región del Biobío, contempló la construcción de una central térmica a carbón de 350 MW, contigua a la actual central Bocamina I, utilizando como combustible carbón pulverizado bituminoso. La central se conecta al SIC mediante un enlace con la Subestación Lagunillas que está en desarrollo por la compañía Transelec. Comenzó sus operaciones comerciales en octubre de 2012.

6.2. Proyectos en estudio

6.2.1. Central Hidroeléctrica Los Cóndores

El proyecto Central Hidroeléctrica Los Cóndores se emplazará en la Región del Maule, Provincia de Talca, Comuna de San Clemente. Contempla la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de aproximadamente 150 MW de potencia instalada, con un generación media anual de 560 GWh, que aprovecharía las aguas

del embalse Laguna del Maule, mediante una aducción de 12 km de longitud. La central se conectaría al SIC mediante un enlace de doble circuito en 220 kV entre la Central Los Cóndores y la S/E Ancoa, con una longitud de 90 km, aproximadamente.

En mayo de 2012, el proyecto de la línea de transmisión obtuvo la aprobación de su Resolución de Calificación Ambiental (RCA).

6.2.2. Central Hidroeléctrica Neltume

El proyecto Central Hidroeléctrica Neltume se emplazará en la Región de Los Ríos, Provincia de Valdivia, Comuna de Panguipulli. La iniciativa prevé la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW de potencia instalada, con una generación media anual de 1.880 GWh, que aprovecharía el potencial energético existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. La central se conectaría al SIC mediante una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV, entre la central Neltume y Pullinque.

El proyecto se encuentra con la ingeniería básica finalizada y en proceso de evaluación ambiental por parte del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región. Durante 2012, se han elaborado los estudios necesarios para dar respuesta al ICSARA N°3 que será presentado durante el primer trimestre de 2013.

El proyecto de la Línea de transmisión Neltume-Pullinque, se encuentra en tramitación ambiental. Durante 2012 se completaron estudios y se dio respuesta al ICSARA N°2. En



junio el SEA emitió el ICSARA N°3, sobre el cual se avanzó en la preparación de las respuestas, las que se estima serán presentadas en 2013.

6.2.3. Central Termoeléctrica Punta Alcalde

El proyecto Central Termoeléctrica Punta Alcalde se emplazará en la Región de Atacama, Provincia y comuna de Huasco, a 13 km al sur de esta localidad. La iniciativa prevé la construcción de una central termoeléctrica que utilizará como combustible principal carbón sub-bituminoso. Contará con dos bloques de potencia instalada de 370 MW cada uno. La central se conectaría a la subestación troncal Maitencillo mediante un sistema de transmisión de doble circuito en 220 kV y 40 km de longitud aproximada.

Endesa Chile presentó el proyecto en 2009 al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental para ser evaluada. Durante ese año y 2011, se produjo un cambio normativo en las exigencias de emisiones lo que llevó a adoptar importantes cambios en el proyecto. El 25 de junio de 2012, la CEA (Comisión Evaluación Ambiental) de la Región de Atacama decidió rechazar el proyecto, ante lo cual Endesa Chile presentó un Recurso de Reclamación al Comité de Ministros.

El 3 de diciembre de 2012, por votación unánime, el Comité de Ministros decidió revertir la decisión del CEA de la Región de Atacama, aprobando ambientalmente el proyecto. Se espera que para inicios de 2013, el Comité de Ministros emita la respectiva RCA.

Durante 2012 se avanzó en la elaboración de los estudios de factibilidad y preparación del EIA de la línea de transmisión que conectará la central al SIC a fin de someterla al proceso de evaluación ambiental.

6.2.4. Parque Eólico Renaico

El proyecto se ubicará en la Región de la Araucanía, Comuna de Renaico. Consta de 44 aerogeneradores de 2 MW cada uno, con una altura de buje de 95 metros, que en conjunto generarán 255 GWh/año. La evacuación de la energía se realizará mediante dos líneas de transmisión: la principal, una línea simple circuito de 27 km en 220 kV hasta la nueva subestación Bureo a ser construida en la Región del Biobío, y la segunda en 66 kV que se conectará a la línea Renaico-Angol.

Durante 2012, se terminó la ingeniería básica y se lanzaron las licitaciones de los contratos de suministro. También se obtuvieron las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCAs) del parque eólico y de la línea de transmisión en 220 kV.

6.2.5. Proyecto Minihidráulico Piruquina

El proyecto Minihidráulico Piruquina se encuentra ubicado en la isla de Chiloé, comuna de Dalcahue. Consiste en dos turbinas Kaplan y una Francis que permitirá turbinar el caudal ecológico. La central tiene una potencia instalada de 7,9 MW y una generación media estimada de 33,7 GWh/año. Durante 2012 se procedió a una optimización conceptual del proyecto y a una simplificación de las obras civiles.

6.3. Proyectos de asociadas

6.3.1. HidroAysén

HidroAysén, sociedad en la que Endesa Chile tiene 51% del capital social y Colbún el 49% restante, se encuentra desarrollando un proyecto de construcción y operación de cinco centrales hidroeléctricas en los ríos Baker y Pascua, en la Región de Aysén.

Las centrales tendrán una potencia instalada total de 2.750 MW y una capacidad de generación media anual de 18.430 GWh, lo que equivale al 38% del consumo del Sistema Interconectado Central durante 2012, en una superficie total de embalse -considerando las cinco centrales- de 5.910 hectáreas, equivalentes al 0,05% de la Región de Aysén.

El proyecto HidroAysén es la iniciativa hidroeléctrica más importante que se haya desarrollado en Chile, debido a su significativo aporte a la matriz energética nacional y a su excepcional eficiencia a nivel mundial.

Tal como lo dispone la Ley N°19.300, el proyecto HidroAysén ingresó su Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a tramitación en agosto de 2008 y luego de tres años de una completa y exhaustiva evaluación, obtuvo una RCA favorable en mayo de 2011.

Desde ese minuto, el proyecto ha focalizado sus esfuerzos en continuar con los estudios de transmisión que permitirán transportar

la energía generada por las cinco centrales hidroeléctricas hasta los principales centros de consumo, y en fortalecer los vínculos con la comunidad de la Región de Aysén.

Durante 2012, la empresa culminó un largo proceso judicial iniciado por opositores al proyecto que intentaron detener la iniciativa a través de instancias legales. En abril de 2012, la Corte Suprema de Santiago falló a favor de HidroAysén, rechazando los recursos presentados por organizaciones ambientales que anteriormente habían sido vistos por la Corte de Apelaciones de Coyhaique y luego en su similar de Puerto Montt, fallando a favor de la empresa. Con esto, el máximo tribunal del país validó la aprobación ambiental de HidroAysén.

Uno de los hechos importantes del ejercicio fue la recomendación presentada por Colbún de suspender los estudios ambientales de la línea de transmisión en mayo de 2012. A través de un hecho esencial enviado a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), la empresa sugirió al Directorio posponer la tramitación ambiental de la línea de transmisión del proyecto HidroAysén, hasta que no exista un consenso sobre la política energética del país.

El 20 de junio, HidroAysén, a través de una declaración pública, indicó que el Directorio de la compañía le encomendó a la dirección ejecutiva realizar una serie de evaluaciones para tomar una determinación respecto a la recomendación realizada por Colbún.

En agosto de 2012, HidroAysén hizo una reestructuración de su plana ejecutiva y creó la Gerencia de Comunidad y Comunicaciones, con base en la Región de Aysén, con el fin de fortalecer los vínculos de la empresa con la comunidad y potenciar una política de transparencia, diálogo y comunicación directa con los vecinos.

Desde esta fecha, HidroAysén ha focalizado sus esfuerzos en la región, en dar cumplimiento a los compromisos asumidos con la comunidad, atender las inquietudes sobre el proyecto, desmitificar información errónea introducida

por opositores y, principalmente, avanzar en el desarrollo de un proyecto socialmente viable.

Bajo este contexto, en diciembre de 2012, HidroAysén realizó un proceso de comunicación “Casa a Casa” en las comunas de Coyhaique y de Puerto Aysén, donde pudo dar respuesta a las consultas planteadas por la comunidad e informar a los vecinos de los alcances del proyecto, principalmente, respecto de los beneficios comprometidos con la región.

El plan de trabajo permitió visitar 11.131 hogares de Coyhaique y Puerto Aysén, equivalente al 60% de la población de ambas ciudades, contó con la participación de 60 personas, 40 funcionarios de la empresa y 20 personas de la zona, entre jóvenes becados por el proyecto y dirigentes sociales. Gracias a este trabajo se demostró que estas comunas tienen un alto interés en conocer y conversar en torno al proyecto. Uno de los temas que despertó mayor interés por parte de los vecinos fue el beneficio de energía barata comprometido por la empresa, que busca reducir en 50% las cuentas de electricidad para los habitantes de Aysén, respecto de los niveles de tarifa y demanda de 2011. Se trata de un compromiso que HidroAysén adquirió voluntariamente con la región y que hoy ya es una obligación para la empresa, consignada en la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto.

Además, se dieron a conocer los principales beneficios que traerá el proyecto para el desarrollo de la región, como oportunidades laborales, beneficios en educación e importantes obras de infraestructura que quedarán para siempre en la región contribuyendo a su desarrollo y conectividad.

Dando continuidad a su política de relaciones con la comunidad, durante 2012, HidroAysén mantuvo firme su compromiso con la educación en la región, entregando 45 becas anuales de enseñanza técnica superior a jóvenes de Coyhaique y de la Provincia de Capitán Prat, logrando beneficiar –en los últimos cinco años- a cerca de 197 estudiantes.



6.4. Distribución eléctrica

Enerjis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Chilectra, en la cual posee directamente, el 99,1% de la propiedad. La participación de mercado de nuestras filiales en Chile se situó en 20%.

Según los reglamentos tarifarios de Chile que rigen las actividades de las distribuidoras eléctricas, el área de servicio de Chilectra se define como una zona de alta densidad e incluye todos los clientes residenciales, comerciales, industriales, estatales y aquellos que pagan peajes, entre otros. La Región Metropolitana constituye el área de mayor densidad poblacional de Chile y cuenta con la más alta concentración de actividades empresariales, parques industriales e instalaciones comerciales del país.

Otros distribuidoras de energía eléctrica que participan en el sistema eléctrico son: Empresa Eléctrica de Arica, Chilquinta Energía, CGE Distribución, Sociedad Austral de Electricidad, Empresa Eléctrica de la Frontera y Luz Andes Limitada, entre otras.

6.4.1. Chilectra

Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile en términos de ventas de energía. Opera en 33 comunas de la Región Metropolitana y su zona de concesión abarca más de 2.118 km², incluyendo

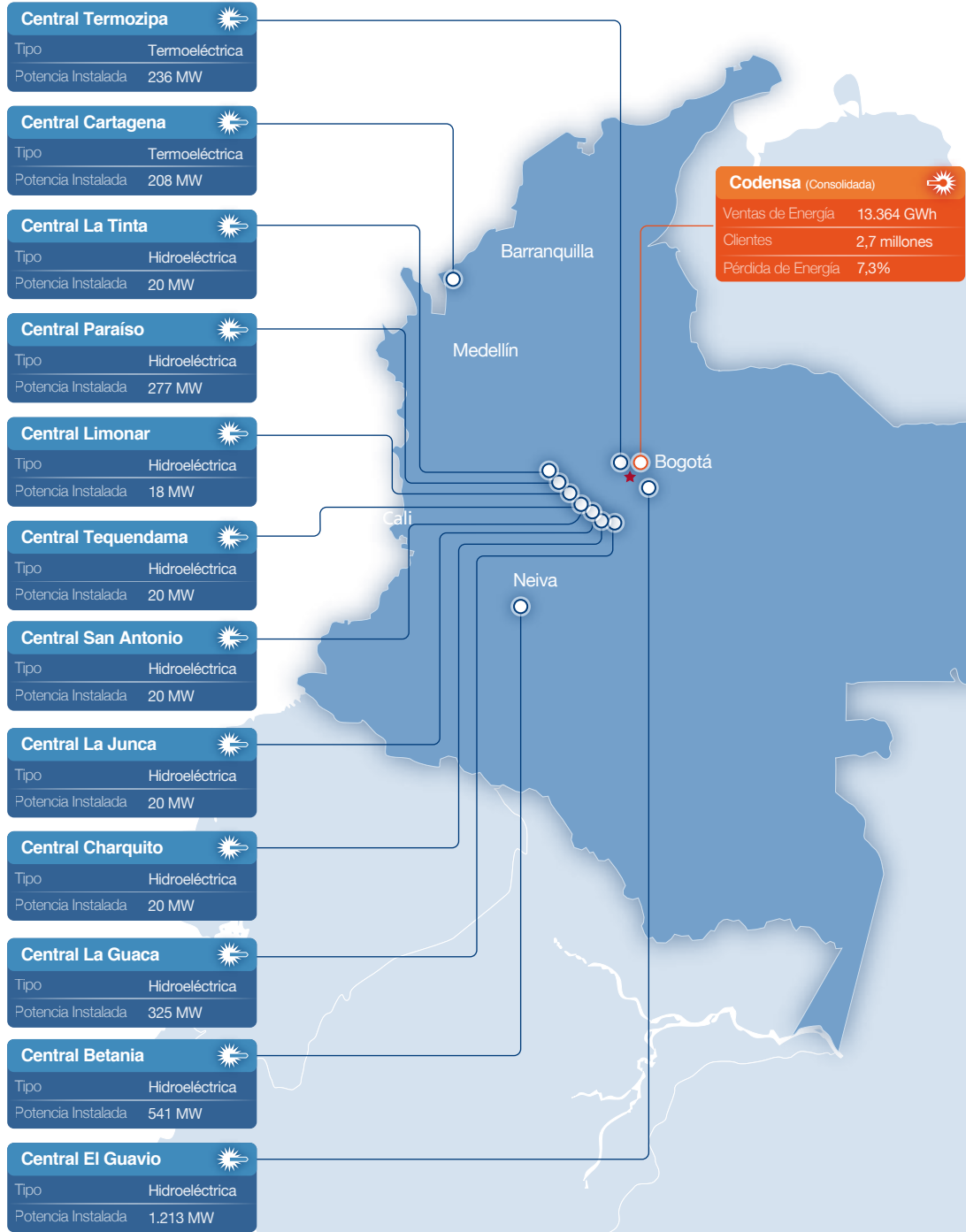
las áreas comprendidas por sus filiales, Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

La compañía entregó servicio de energía eléctrica a 1.658.637 clientes, un 1,3% más que en 2011. Del total, 89,7% corresponden a clientes residenciales, 7,7% a comerciales, 0,7% a industriales y 2,0% a otros. Asimismo, durante 2012, Chilectra vendió 14.445 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 5,6% respecto a 2011.

Durante el ejercicio, Chilectra registró pérdidas de energía de 5,4%, una de las más bajas de Latinoamérica.

Las tarifas de distribución se fijan cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos realizados por empresas consultoras especializadas. La Comisión Nacional de Energía (CNE) establece áreas típicas de distribución, y de cada área típica selecciona una empresa de referencia, a partir de la cual los consultores deben diseñar una empresa modelo eficiente.

La última fijación se realizó en noviembre de 2008. Si bien, actualmente Chilectra se encuentra a la espera del resultado de la Revisión Tarifaria para los años 2012-2016, la que independiente de la fecha de publicación del decreto que regirá estas nuevas tarifas, se aplicará en forma retroactiva a partir de noviembre del año 2012.



7. Colombia

7.1. Generación eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Emgesa, en la cual controla, indirectamente, el 16,1% de la propiedad.

Esta empresa posee una potencia instalada que representó en 2012 el 20,2% de la capacidad de generación eléctrica de ese país.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Colombia alcanzó el 22,2% del total generado en dicho mercado. Por su parte, las ventas físicas de energía representaron el 19% del total vendido.

Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresa Pública de Medellín, Isagen, Corelca, EPSA y Chivor.

7.1.1. Emgesa

El 1 de septiembre de 2007 se llevó a cabo la fusión de las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente, quien modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P.

Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia, situada en el entorno de la ciudad de Bogotá. La conforman once centrales que totalizan una potencia de 2.914 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio, de 1.213 MW, la central hidroeléctrica más grande de ese país. De las once centrales existentes, nueve son hidroeléctricas y dos térmicas.

La generación neta fue de 13.294 GWh representando un 10,0% más que la energía generada el año anterior. Las ventas totales alcanzaron 16.304 GWh, un aumento de 8% respecto de lo registrado el 2011.

7.2. Proyectos en construcción

7.2.1. Central Hidroeléctrica El Quimbo

El proyecto El Quimbo se emplazará al sur del departamento del Huila, al sureste de Colombia y se alimentará, principalmente, del caudal del río Magdalena. La iniciativa contempla la construcción de una central hidroeléctrica de embalse de 400 MW de potencia instalada, con

una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh.

En Colombia, luego de concluir el proceso de Asignación de Obligaciones de Energía Firme para los proyectos que entran en operación entre diciembre de 2014 y noviembre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia seleccionó el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, y una obligación de suministro de energía de hasta 1.650 GWh/año. El plazo del contrato es de 20 años a partir de diciembre de 2014.

El 24 de febrero de 2011, se realizó la ceremonia de puesta de la primera piedra del proyecto, mientras que el 27 de mayo el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) aprobó, por medio de la Resolución 0971, la modificación de la licencia ambiental, autorizando a Emgesa la construcción de la vía por el margen izquierdo y la utilización de nuevas fuentes de materiales y depósito. El 30 de septiembre de 2011, el Consorcio Impregilo OHL, contratista de las obras civiles, logró el encuentro de los frentes de excavación subterránea por Ventana 1 y Ventana 2, a nivel de bóveda. El 18 de noviembre de 2011, se entregó al MAVDT el estudio complementario de vulnerabilidad según resolución 0025. Por su parte, el hito de desvío del río Magdalena se materializó en el transcurso del primer trimestre de 2012.

Durante 2012, continuó la ejecución de los contratos principales de las obras del proyecto hidroeléctrico El Quimbo, destacándose la finalización en febrero de la construcción del túnel de desvío; la finalización en marzo de la construcción del portal de salida del túnel de desvío (para en octubre culminar la desviación del río) y la finalización, a principios de noviembre, de los trabajos en la ataguía. Con respecto a las obras de la presa es importante resaltar el avance en los llenos de sus primeras etapas y con respecto al avance del contrato para el “Diseño, fabricación, suministro, montaje y puesta en servicios de los equipos electromecánicos”, se debe subrayar que en abril se inició la fabricación de los principales equipos, culminándose en agosto la fabricación del pre-distribuidor de la unidad 1, cuyo traslado se inició a finales de noviembre desde Pasacaballos, puerto de Cartagena, a la zona de obra, por vía fluvial (río Magdalena).

En línea con el firme compromiso de Emgesa en el cumplimiento de la totalidad de

obligaciones derivadas de la licencia ambiental del proyecto, se continuó avanzando en la ejecución del Plan de Manejo Socio-Ambiental, destacándose actividades como el avance en la preparación de los reasentamientos colectivos, la realización, de cuatro reasentamientos individuales (que sumados a los de 2011, alcanzan ocho en total, con cuyas familias involucradas se concertó el Plan de Producción Agropecuaria, para la restitución de su actividad económica), la realización de 118 compensaciones a familias propietarias/poseedoras de predios menores a 5 hectáreas, el acompañamiento psicosocial a las familias residentes en el área de influencia directa del proyecto y la realización de seis mesas temáticas con presencia de autoridades nacionales, departamentales, locales y representantes de las comunidades, en las que se trataron aspectos relevantes del proyecto y se resolvieron inquietudes de las comunidades.

Como parte del programa de restitución de empleo del proyecto El Quimbo, enfocado en población identificada como No Residente, cabe resaltar el evento de graduación de más de 900 personas beneficiarias de la Escuela para el

Desarrollo Sustentable (a estas personas se les entregó un Capital Semilla y participaron en un proceso de formación durante 6 meses).

7.2.2. Proyecto Salaco

A través de este proyecto se realizarán mantenimientos mayores y modernización de las plantas menores San Antonio, Limonar y La Tinta-La Junca para que entren a operar como centrales de despacho central filo de agua, como Salto II, Laguneta y Dario Valencia, respectivamente.

Esto representará para Emgesa un crecimiento en potencia instalada de 144,8 MW adicionales y un incremento medio de energía esperado de generación de 482 GWh. Las centrales entrarán a operar con sus nombre originales Salto II (pasando de 19,4 MW a 35 MW); Laguneta (pasando de 18 MW a 36 MW) y Dario Valencia (pasando de 38,8 MW a 150 MW). El proyecto tiene duración de 24 meses.

Se fabricó el cubo del rotor de la unidad 5 de central La Tinta, en los talleres de Mitsubishi en Japón. Esta unidad será una de las tres unidades de la Dario Valencia dentro del proyecto.





7.3. Distribución eléctrica

Energis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Codensa, en la cual posee, directa e indirectamente, el 21,7% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Colombia, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 16%. En Colombia, existen otras 31 distribuidoras que participan en el sistema eléctrico, entre las que se encuentran: EEP Medellín, Empresa Distribuidora del Pacífico y Electrificadora del Caribe.

7.3.1. Codensa

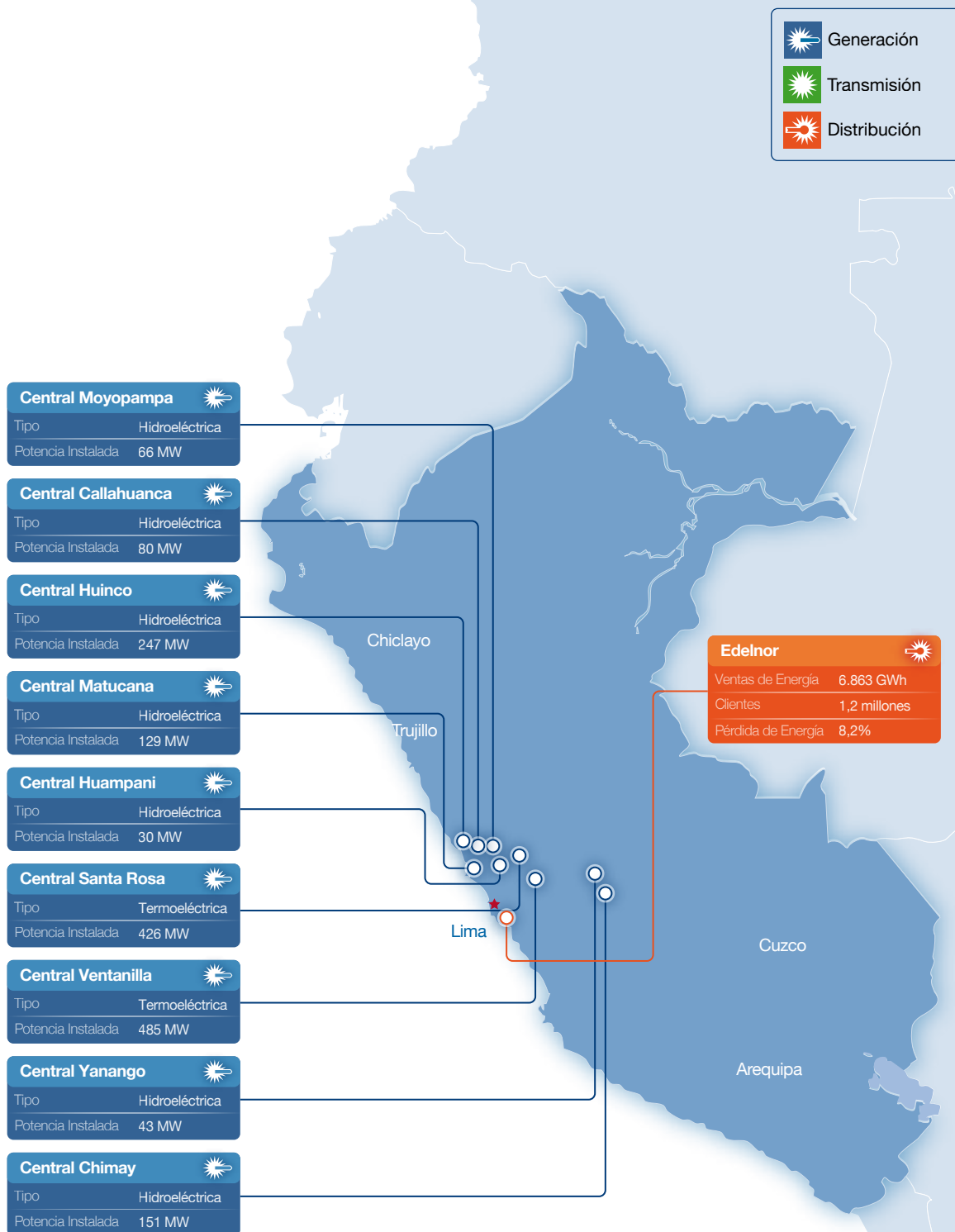
Distribuye y comercializa energía eléctrica en Bogotá y 103 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima, en un área de 14.087 km².

Desde 2001, Codensa se concentra principalmente en prestar servicios a clientes regulados aunque también atiende algunos clientes industriales, comerciales y de alumbrado público de municipios. Entregó servicio de energía eléctrica a 2.616.909 clientes, un 2,8% más que el año anterior. Del total, 88,5% corresponden a clientes residenciales, 9,7% a comerciales, 1,6% a industriales y 0,2% a otros.

Las ventas de energía alcanzaron 13.364 GWh, lo que representó un aumento de 3,9% respecto a 2011. Esta se distribuyó en 34,2% al sector residencial, 16,2% al segmento comercial, 6,8% al sector industrial y 42,8% a otros.

En cuanto al índice de pérdidas de energía, dicho indicador registró una muy notable disminución desde 8,1% a 7,5%. La gestión para el control de las pérdidas se ha enfocado en la incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para identificación de pérdidas, así como también, en el fortalecimiento de una relación cliente/empresa basada en el conocimiento técnico y la transparencia de nuestras actuaciones.

Como parte del proceso de revisión de tarifas, el que se realiza cada cinco años, durante agosto de 2008, mediante la resolución 093, la CREG publicó la tasa de retorno que aplica en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, la que se fijó en 13% para los activos de subtransmisión y 13,9% para los activos de Media y Baja Tensión. En octubre de 2009, la CREG expidió la resolución N°100 fijando los cargos de distribución de Codensa para el periodo 2009-2013. Dicha resolución determinó una disminución del Valor Agregado de Distribución (VAD) del 4,2%.





8. Perú

8.1. Generación eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Edegel, en la cual controla, directa e indirectamente, el 37,5% de la propiedad.

Edegel posee una potencia instalada de 1.657 MW, cifra que representó el 23,3% de la capacidad instalada de Perú, la cual totaliza 7.097 MW. En términos de generación de energía, el Grupo Enersis alcanzó un 23,4% del total generado en ese país.

En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú, Enersur y Kallpa Generación.

8.1.1. Edegel

Se ubica en el entorno de la ciudad de Lima. La conforman siete centrales hidráulicas y dos centrales térmicas, que totalizan una potencia de 1.658 MW. Las plantas térmicas utilizan gas natural como combustible principal y diesel como combustible alternativo.

La generación neta de Edegel totalizó 8.740 GWh, inferior en un 4,5% respecto al 2011 y las ventas físicas alcanzaron los 9.587 GWh, aumentando 1,5% respecto al año anterior.

8.2. Proyectos en estudio

8.2.1. Central Hidroeléctrica Curibamba

Esta central se ubicaría aguas arriba de la toma de la central hidroeléctrica Chimay, departamento de Junín y aprovecharía aguas de los ríos Comas y Uchubamba.

El proyecto contempla la construcción de una central de pasada con potencia de 188 MW, con un caudal de diseño de 86m³/s y que produciría 1.010 GWh/año, y una línea de transmisión hasta la S/E Pachachaca, de 134 km de longitud en 220 kV de simple circuito.

Durante el 2012 se concluyeron los diseños básicos de ingeniería de la central, se presentó el estudio de preoperatividad al operador del sistema (COES) y se dio inicio a los procesos de licitación de los contratos de obras civiles y de equipamiento de la central. Los diseños básicos de la línea de transmisión están finalizados para más del 80% del trazado.

Por otra parte, en octubre de 2012 se recibió la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la central. El EIA de la línea de transmisión está en trámite.

8.3. Distribución eléctrica

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edelnor, en la cual controla, directa e indirectamente, el 57,5% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Perú, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en torno al 19%.

En Perú, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: Luz del Sur, Electro Sur, Electrocentro, ENOSA, Hidrandina y ENSA.

8.3.1. Edelnor

La zona de concesión otorgada a Edelnor abarca un total de 1.517 km² (1) que corresponden en su mayoría a la parte norte de Lima y Callao.

Edelnor es la empresa concesionaria de servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Atiende 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa distribuidora de la zona sur, 5 distritos adicionales. En el área metropolitana, la concesión de Edelnor comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos altamente poblados de la ciudad.

Edelnor entregó servicio de energía eléctrica a 1.203.061 clientes, un incremento de 5,2% respecto a 2011. De estos, 94,4% son residenciales, 3,4% comerciales, 0,1% industriales y 2,1% otros clientes.

Las ventas físicas de energía en el periodo 2012 alcanzaron los 6.863 GWh, lo que representó un incremento de 4,4% respecto a 2011. El crecimiento de las ventas se explica por un mayor consumo del sector residencial y comercio.

En el caso del indicador de pérdidas de energía a diciembre de 2012, este fue de 8,2%, manteniéndose el nivel del año anterior.

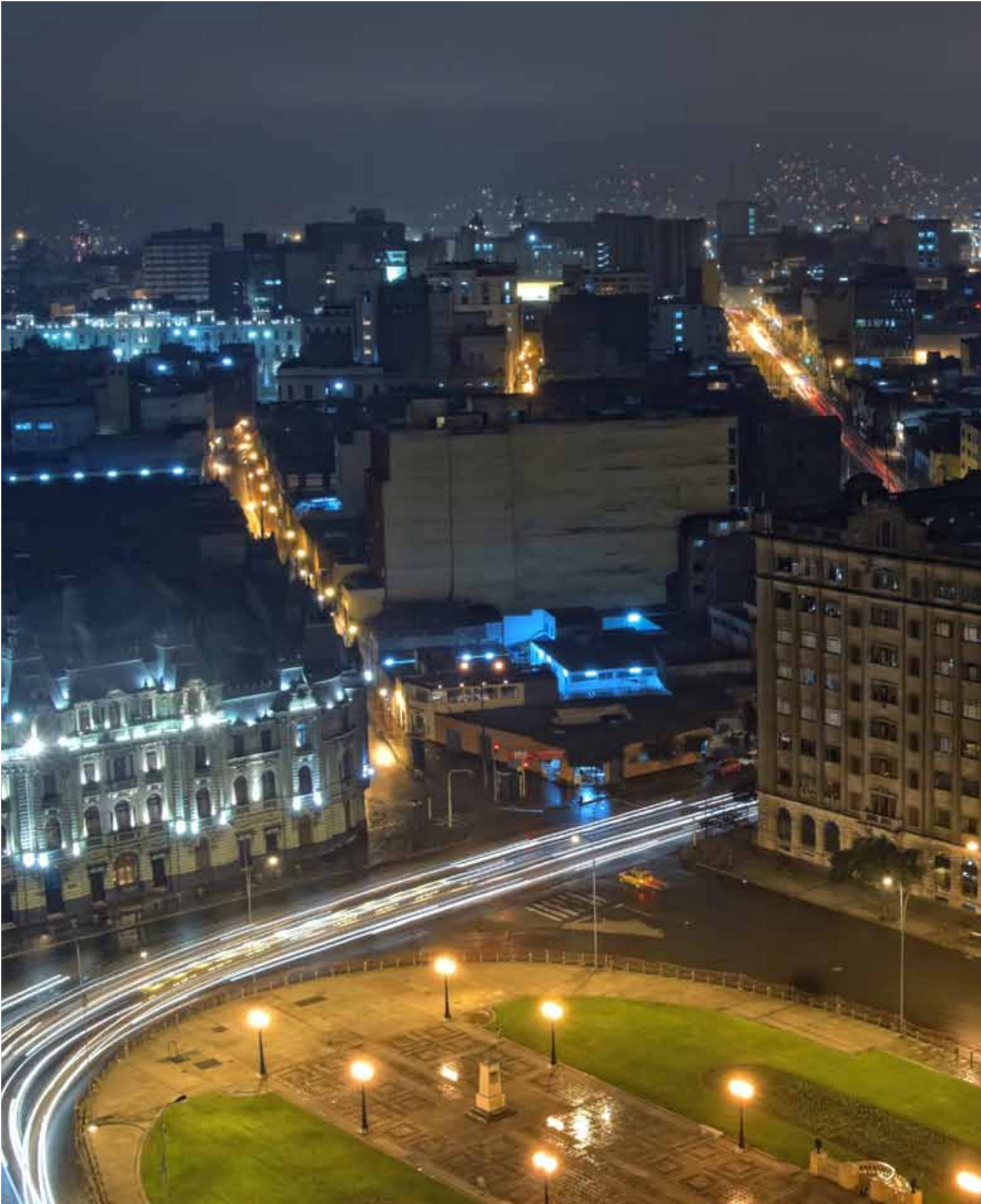
Respecto a la fijación de tarifas de distribución, mediante Resolución N° 137-2011-OS/CD (27-7-2011) el Osinergmin realizó una fijación de los nuevos precios a nivel de generación y Resolución N° 138-2011-OS/CD (27-7-2011) que realizó un reajuste de los factores de actualización de los cargos unitarios por Prima y por Generación Adicional y el Peaje Unitario por Compensación que se adiciona a los Peajes correspondientes a los Sistemas Secundarios de Transmisión.

Asimismo, mediante la resolución Osinergmin N° 140-2011-OS/CD (27-07-2011) se realizó un reajuste del factor de recargo en el fondo de compensación social eléctrico (FOSE).

La variación total de tarifas a cliente final llevadas a cabo significaron un aumento de aproximadamente el 2% respecto a los precios de julio de 2011.

(1) Esta cifra difiere de los 2.440km² reportados anteriormente debido a un proceso de actualización de la medición producto de un proceso de licitación de trabajos que modificó la cifra.









otros negocios

p. 146
Manso de Velasco

p. 146
ICT



1. Manso de Velasco

Manso de Velasco centra su actividad en el desarrollo de importantes proyectos inmobiliarios y principalmente en la gestión del patrimonio inmobiliario del Grupo Enersis a nivel sudamericano, en todo lo relativo a la compra, venta y desarrollo de activos inmobiliarios.

Su principal proyecto, denominado ENEA, corresponde al desarrollo inmobiliario de una propiedad, originalmente de 1.041 hectáreas, estratégicamente localizada en Santiago Poniente, comuna de Pudahuel. Colindante con el Aeropuerto Internacional Arturo Merino Benítez, el proyecto está siendo desarrollado y urbanizado para la venta en lotes, para requerimientos empresariales, industriales, comerciales, residenciales, servicios, educacionales y otros.

La conectividad vial que posee el proyecto, cada año se va complementando con la construcción de nuevas obras de enlace vial, calles, caletas y nuevos accesos a autopistas. Estos trabajos permiten a ENEA ir mejorando aún más su ya excelente conexión con los centros neurálgicos de la ciudad, lo que se traduce en una importante plusvalía a este Parque de Negocios.

Actualmente se encuentran en desarrollo y comercialización las Fases II, III y Poniente, que responden al concepto de Parque Industrial y de Negocios. Durante 2012 se continúan las labores destinadas a ampliar la urbanización de las Fases II y Poniente para permitir la comercialización de nuevos terrenos. El proyecto cuenta con una completa infraestructura, la cual se ha visto incrementada este último año, con nuevas obras de equipamiento y áreas verdes, lo que ofrece mejores condiciones de servicio al loteo y sus usuarios.

Inserta en el proyecto ENEA, se encuentra la sociedad Aguas Santiago Poniente S.A., que otorga los servicios sanitarios asociados al desarrollo inmobiliario. Producto de

las importantes nuevas construcciones habitacionales e industriales en ENEA, la empresa ha debido ampliar su infraestructura sanitaria con la que atiende a la fecha a más de 3.477 clientes residenciales e industriales y realiza el tratamiento al 100% de los efluentes del proyecto.

Dentro de su negocio inmobiliario, Manso de Velasco, además, administra un total de 24.030 m² edificados, correspondientes a edificios de oficinas, los cuales se encuentran en su mayoría arrendados a empresas relacionadas y terceros.

Los ingresos globales de Inmobiliaria Manso de Velasco consolidado para el periodo 2012 fueron de \$17.039 millones.

2. ICT

ICT Servicios Informáticos Limitada es una empresa de servicios de consultoría en materias de tecnología de la información e informática y telecomunicaciones para Chile y Sudamérica, en la cual Enersis posee, directa e indirectamente, una participación del 100%.

Durante el 2012 ICT ha estado enfocada en estabilizar el funcionamiento de los sistemas de información migrados a los Datacenter Globales y especialmente en avanzar en los proyectos definidos en el Plan Director de Sistemas y telecomunicaciones, al mismo tiempo se ha desarrollado junto a los proveedores globales un plan de mejora sobre los servicios prestados. Adicionalmente se dio inicio a importantes proyectos locales y regionales contemplados en el Plan Director de Sistemas.

En materia de Sistemas Técnicos el foco durante 2012 estuvo puesto en impulsar la modernización de la plataforma de control y adquisición de datos para los sistemas SCADA de los generadores y distribuidoras de Chile y Colombia; se trabajó en la Transformación de los Sistemas de Generación a los Centros de Procesamiento de Datos, brindando esta acción mayor estabilidad

a los sistemas de generación. Se efectuó la puesta en marcha de sistema que junto con suplir las necesidades de los negocios permite homologar procesos, tal como es el caso del sistema de Vigilancia SIVI/SAVO que permite el monitoreo de variables en centrales, la detección de fallas y control de trabajos de corrección en las mismas, integrándose con el sistema de Gestión de Mantenimiento de Plantas (GEMA). En la misma línea se a continuado con las implantaciones e incorporaciones de centrales a CMD de generación: este año se incorporo central Bocamina II de Chile y Termozipa de Colombia, situación que a permitido ampliar los centros de monitoreo en la región.

En el ámbito de Gestión de la Energía se iniciaron proyectos regionales tendientes a obtener soluciones corporativas globales en sistemas técnicos, implementando el proyecto de Gestor Documental, en Perú, Colombia, Chile y Argentina. Además, bajo la plataforma y arquitectura corporativa actual, se implementó el Sistema ALLEGRO para gestión de contratos de combustibles en Argentina, Colombia y Perú. En lo que respecta a la gestión de mercados, se estableció la plataforma regional, que soportará la gestión de los datos obtenidos de los órganos reguladores, la información interna de la compañía y los procesos de negocios que modelarán esta información.

En lo que se refiere a Sistemas Financiero-Contables, en línea con la optimización de procesos administrativos impulsado por las iniciativas globales, se ha implementado una solución de Digitalización de Facturas, que entrega una mayor calidad y seguridad en los procesos de recepción, control y pago de Facturas de Proveedores. En la misma línea, se ha implementado la actualización de la plataforma de compras utilizando SRM de SAP, con esta implantación el proceso de compras se convierte en una herramienta End to End, integrando al proveedor en la gestión de compras.

Asociado a la evolución de los Sistemas Comerciales, el 2012 se ha caracterizado por la implementación de importantes proyectos estratégicos diseñados para apoyar en forma continua los procesos comerciales de las empresas del Grupo Enersis incorporando tecnología de punta. Se destacan entre otros, la implementación de los proyectos de Gestión de Grandes Clientes de Emgesa; las soluciones de Telemedición de las distribuidoras de Chile, Perú y Brasil; las soluciones de BI-Data Mining para pérdidas y morosidad en Brasil; el sistema de Facturación In Situ de Codensa y el inicio del proyecto de modernización de la plataforma de recaudación en Chilectra. También durante 2012 se trabajó en la definición de las Solución de Trabajo en Terreno, proyecto que ayudará a mejorar los procesos de trabajo en campo, otorgando mayores capacidades funcionales a las compañías y disminuyendo al mediano plazo los costes de mantenimiento de este tipo de soluciones y también en la implementación de un Portal Web Comercial, proyecto orientado a mejorar los canales de comunicación con nuestros clientes, soportado bajo arquitectura tecnológica de última generación, que garantiza disponer de una solución común y escalable para la región.

Dada la preocupación permanente del Grupo por la seguridad de los sistemas, aplicaciones y la información que ellos contienen y gestionan, durante 2012 se realizó el “Proyecto de Implantación de IPS para el Sistema SCADA” y para los Sistemas Corporativos, el cual contempla la instalación y soporte de equipos IPS en la redes Corporativa de Enersis y las redes de SCADA. Este proyecto permite incorporar dispositivos de seguridad, para la protección de accesos, prevención de intrusos y bloqueo proactivo, frente a las amenazas de seguridad en los sistemas de control y redes de usuarios dentro de nuestras plataformas, lo cual permite brindar niveles de control y seguridad avanzados, con dispositivos de última generación, protegiendo de esta manera tanto a los usuarios, como los sistemas de ataques internos y externos.



cuadro esquemático de participaciones

p. 150
Participaciones
económicas directas e
indirectas

p. 152
Perímetro de
participaciones
societarias de Enersis

p. 154
Perímetro de
participaciones
societarias de
Endesa Chile

1. Participaciones económicas directas e indirectas

Argentina		
	Negocio	Propiedad
Costanera	Gx	41,85%
El Chocón	Gx	39,21%
Edesur	Dx	65,39%
CTM	Tx	54,30%
TESA	Tx	54,30%
CEMSA	Tx	26,99%
Gasoducto Atacama Argentina	Ox	29,99%

Chile		
	Negocio	Propiedad
Endesa Chile	Gx	59,98%
Celta	Gx	59,98%
Endesa ECO	Gx	59,98%
Pehuenche	Gx	55,57%
Canela	Gx	44,98%
HidroAysén	Gx	30,59%
GasAtacama	Gx	29,99%
Chilectra	Dx	99,09%
Transquillota	Tx	28,67%
Ingendesa	Ox	29,99% (*)
Túnel el Melón	Ox	59,98%
GasAtacama Chile	Ox	29,99%
Gasoducto Tal Tal	Ox	29,99%
Electrogas	Ox	25,49%
GNL Chile	Ox	19,99%
GNL Quintero	Ox	12,00%

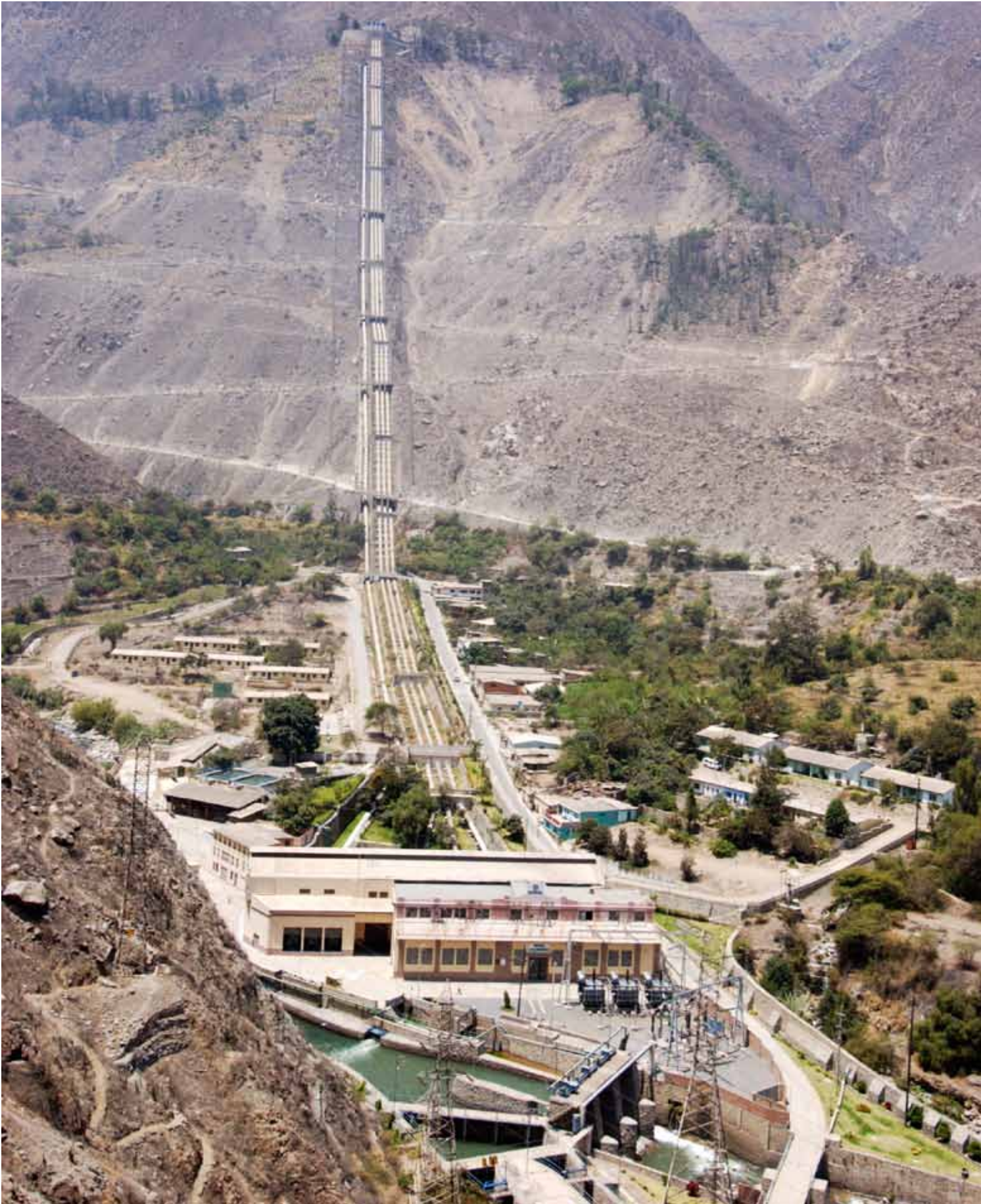
Brasil		
	Negocio	Propiedad
Endesa Brasil	Gx, Dx, Tx	54,30%
Fortaleza	Gx	54,30%
Cachoeira Dourada	Gx	54,09%
Ampla	Dx	70,22%
Coelce	Dx	35,25%
CIEN	Tx	54,30%

Colombia		
	Negocio	Propiedad
Emgesa	Gx	16,12%
Codensa	Dx	21,73%

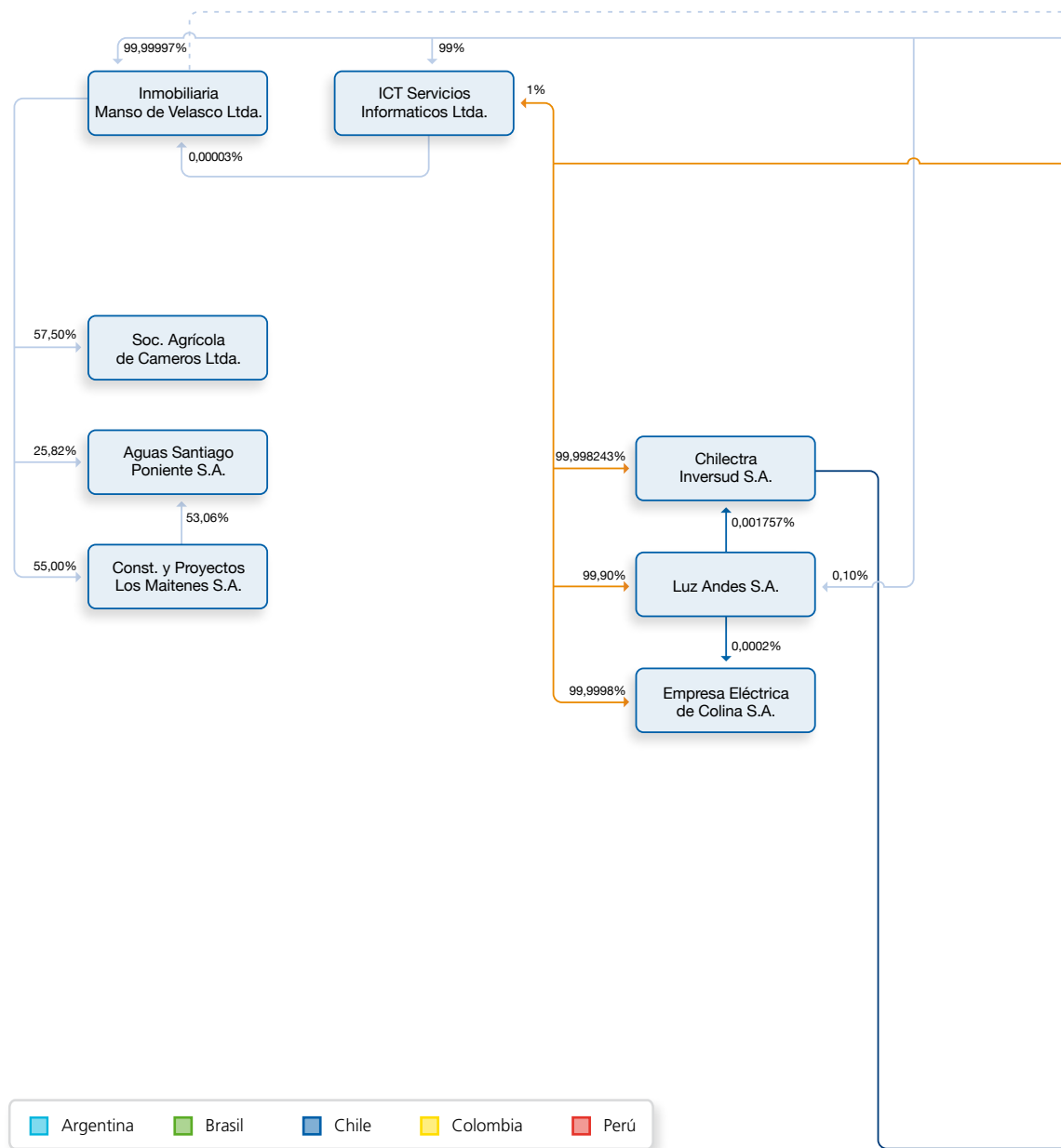
Perú		
	Negocio	Propiedad
Edegel	Gx	37,46%
Edelnor	Dx	57,54%

Notas
 Gx: Generación
 Dx: Distribución
 Tx: Transmisión / Comercialización
 Ox: Gasoductos, otros

(*) Se consideran empresas operativas del Grupo Enersis.

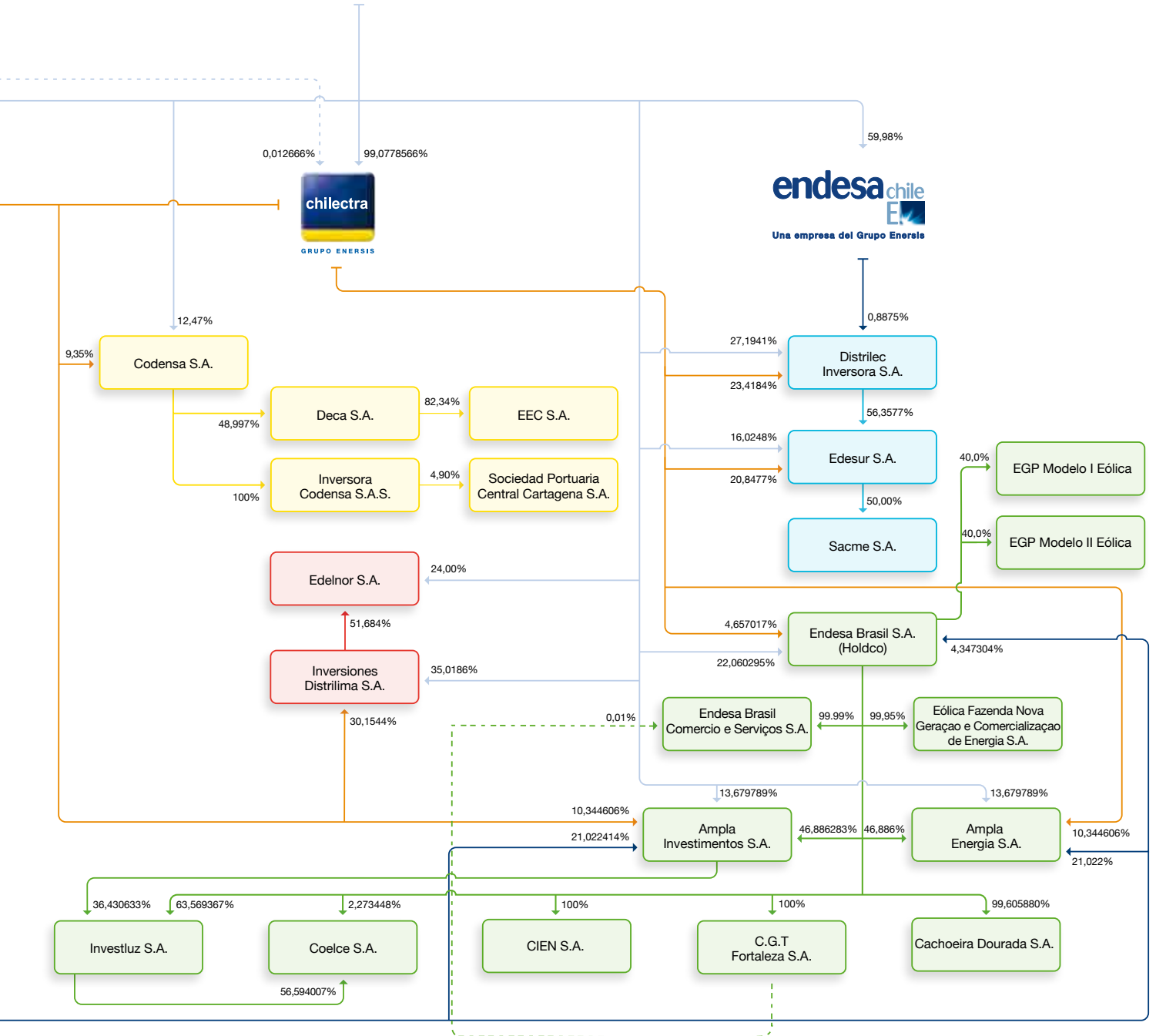


2. Perímetro de participaciones societarias de Enersis

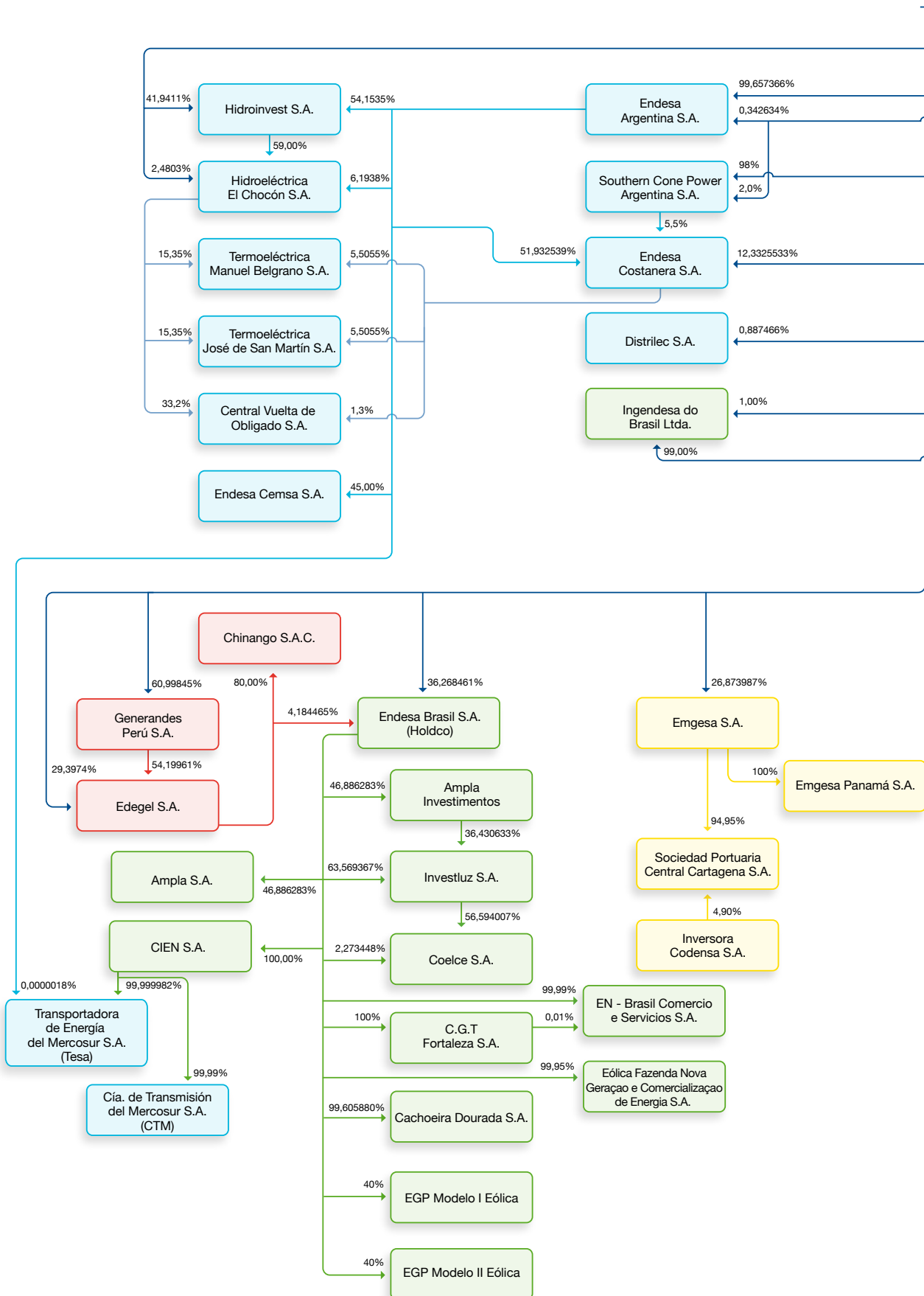


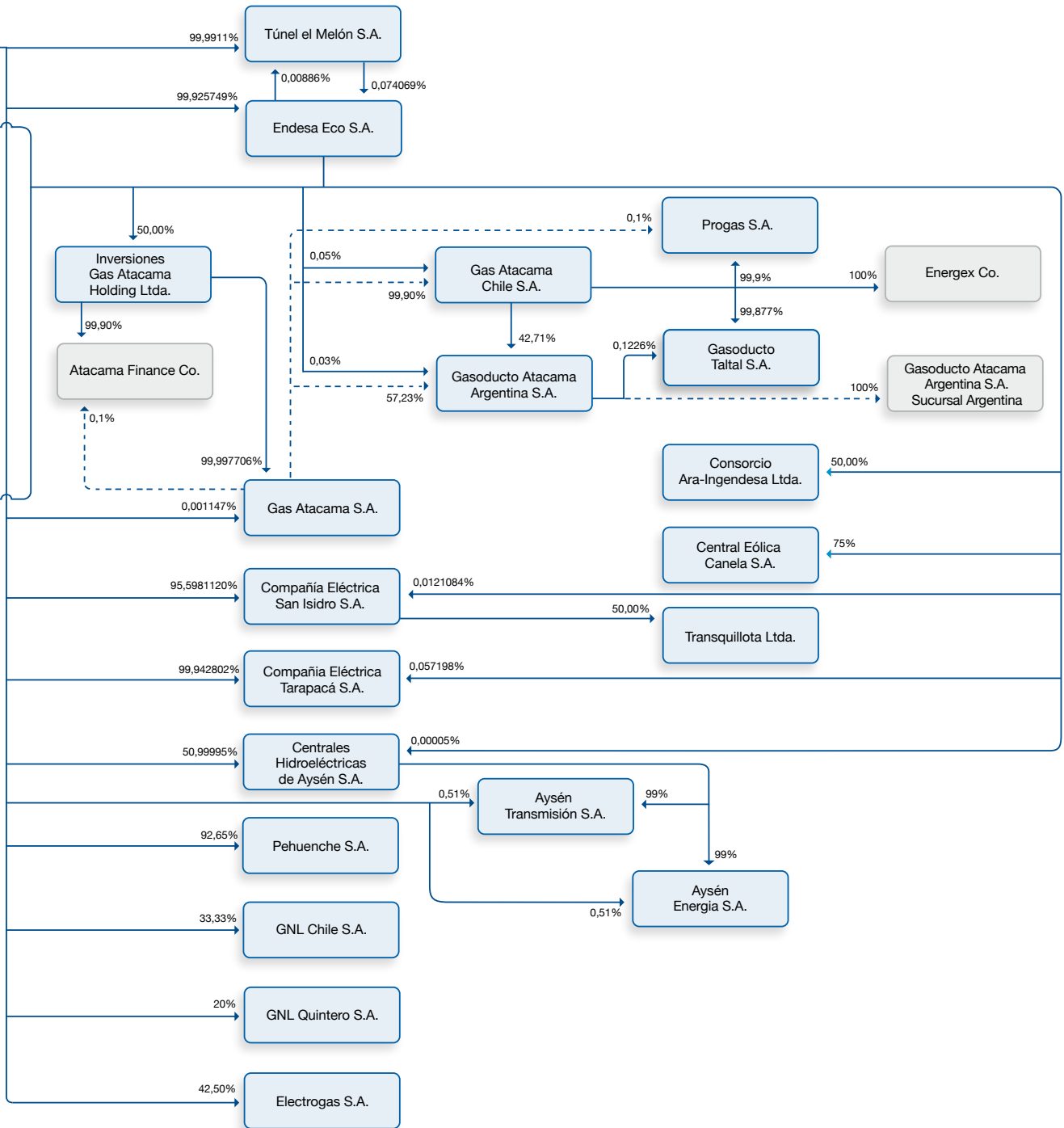


Una empresa del Grupo Enel



3. Perímetro de participaciones societarias de Endesa Chile





■ Argentina
 ■ Brasil
 ■ Chile
 ■ Colombia
 ■ Perú
 ■ Islas Caymán



16

hechos relevantes de la entidad



1. Enersis

Mediante hecho esencial de fecha 31 de enero de 2012, se comunica que Enersis S.A. ha efectuado provisiones en los activos de sus filiales Empresa Distribuidora Sur S.A., y Central Costanera S.A., que tienen un impacto en los resultados de Enersis S.A. por MM\$106.750.

Lo anterior ha sido reflejado en los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A., para el ejercicio 2011, aprobados por el Directorio en sesión celebrada el día de hoy. Si no se hubiesen efectuado los referidos ajustes, los resultados de Enersis S.A. habrían sido similares a los del ejercicio 2010.

Con fecha 2 de febrero de 2012 se informa que se complementa la información contenida en hecho esencial enviado el día 31 de enero de 2012, en el cual se informaba que Enersis S.A. había efectuado provisiones en los activos de sus filiales Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur) y Endesa Costanera S.A. (Central Costanera), con un impacto en los resultados de Enersis S.A. por MM\$106.750.

Al respecto, cabe señalar que dicha cantidad corresponde al efecto en Enersis de lo siguiente:

- Se ha registrado una provisión por pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Edesur por MM\$69.607, neto de participaciones no controladoras (ver nota N°15 d) vii) en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).
- Se ha dejado de reconocer activos por créditos tributarios por impuestos en Edesur y Endesa Costanera por MM\$17.220 y MM\$7.723, respectivamente, neto de participaciones no controladoras.
- Por último, se registró una provisión por pérdida por deterioro de los saldos existentes de las plusvalías en Edesur y Endesa Costanera por MM\$8.931 y MM\$3.269, respectivamente, neto de participaciones no controladoras (ver nota N°14 en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).

Para el caso de Edesur, lo anterior se debe a las incertidumbres generadas por la demora en el reconocimiento de ajustes de tarifas a través del mecanismo semestral de monitoreo de costos (MMC) y en la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI).

En lo referente a Endesa Costanera, se debe a las dificultades para obtener ajustes a sus ingresos que permitan cubrir los costos reales de generación y al déficit en el capital de trabajo debido a las dificultades en cobrar las liquidaciones de venta del operador del sistema, factores que afectan su equilibrio financiero en el corto plazo.

Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis S.A. acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., mantener el reparto del mismo porcentaje de utilidades efectuado el ejercicio anterior, esto es, el 50% de las utilidades líquidas de la Compañía. Para el presente ejercicio dicho porcentaje equivale a \$5,7497 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,4560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía.

Esto representará un reparto efectivo ascendente a M\$ 139.880.862 con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2011.

Lo anterior modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendo del 55% de las utilidades líquidas de la compañía.

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2012, se acordó 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.

Con fecha 13 de Julio de 2012 se informa que mediante Resolución ENRE N° 183/2012 de

fecha 12 de Julio de 2012, del Ente Regulador de la Electricidad de la República Argentina, se resolvió designar al Señor Luis Miguel Barletta, como veedor en nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR). Cabe hacer presente que dicha designación no reemplaza a la actual administración de dicha empresa, ni constituye una co-administración de la misma.

En sesión celebrada hoy 25 de Julio de 2012, el Directorio de Enersis S.A. acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionista para el día 13 de septiembre de 2012 a las 10:30 horas, la cual tendrá lugar en el Hotel Marriot ubicado en Avenida Kennedy 5741 comuna de la Condes, Santiago, con el objeto de tratar las siguientes materias:

- 1.- Aumentar el capital social por el equivalente en pesos chilenos, moneda de curso legal, de hasta la suma de US\$ MM 8.020 o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas, mediante la emisión del número de acciones de pago que asimismo determine la Junta, para ser pagada en dinero efectivo y/o con el aporte en dominio de bienes no dinerarios. Las acciones a emitir serán nominativas, todas de una misma serie especial sin preferencias sin valor nominal.
- 2.- Aprobar todos y cada uno de los aportes no dinerarios susceptibles de ser capitalizados y sus respectivas estimaciones periciales realizadas por el perito Sr. Eduardo Walker Hitschfeld, cuyo informe se pondrá a disposición de los accionistas el día de hoy en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl. Dicho informe estima el valor total de las aportaciones no dinerarias en US\$MM 4.862.
- 3.- Acordar el valor o precio de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social que se apruebe o facultar al Directorio para la fijación del mismo.
- 4.- Modificar los estatutos sociales conforme a los acuerdos que se adopten sobre el aumento del capital social y autorizar a la administración de la Compañía para otorgar un texto refundido y actualizado de los estatutos sociales
- 5.- Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a determinar la forma, época y procedimiento de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social; inscripción de la emisión de las acciones en el Registro de Valores; plazo para emisión, suscripción y pago de las acciones; establecer el procedimiento de colocación del remanente de acciones que no sean suscritas en el período de suscripción preferente; o bien facultar ampliamente al Directorio para todos estos efectos, como también para que éste pueda adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a los que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, del Servicio de Impuestos Internos o, en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la Sociedad para que actuando individualmente realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o convenientes para llevar a cabo lo señalado.
- 6.- Información de los acuerdos correspondientes a las operaciones con parte relacionadas a que se refiere el Título XVI de la Ley N° 18.046, y que, si los hubiere son aquellos posteriores a los informados en la última junta ordinaria de accionistas.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten a la resolución de la Junta en el domicilio de la sociedad, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, con quince días de anticipación a la celebración de la correspondiente junta. Asimismo aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los accionistas en el sitio Web de la sociedad.

Con fecha 3 de Agosto de 2012 se informa que Enersis S.A fue notificada con esta fecha del Ordinario N°18.684 de la Superintendencia de Valores y Seguros que ordena someter la operación de aumento de capital propuesta por el controlador, al Título XVI de la ley N°18.046, sobre operaciones con partes relacionadas.

Esta empresa toma nota de la interpretación administrativa y evaluará, en el seno de su directorio, lo que corresponda, fruto de este nuevo antecedente.

Sin perjuicio de lo anterior, es relevante reafirmar que Enersis S.A y su directorio tienen la convicción de haber actuado de buena fe, con estricto apego a la legislación aplicable, destacando la circunstancia de que tuvo particular cuidado de asesorarse con la debida anticipación consultando a, y obteniendo de, prestigiados estudios jurídicos de la plaza informes legales que, en forma categórica y sin calificaciones, confirman la corrección de su proceder.

El Directorio de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 9 de Agosto de 2012, ha decidido lo siguiente:

1. Que sin perjuicio de discrepar de las argumentaciones jurídicas contenidas en el Oficio Ordinario N°18.684 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 3 de Agosto de 2012, el Directorio manifestó su intención de continuar con el proceso de aumento de capital que había propuesto el Controlador, complementado con los procedimientos que resulten pertinentes para los efectos de cumplir con las disposiciones contempladas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas.
2. Como consecuencia de lo anterior, el Directorio resolvió postergar la convocatoria a junta extraordinaria de accionistas prevista para el día 13 de septiembre de 2012 a una nueva fecha que se determinará oportunamente.

3. Finalmente, se acordó citar a una sesión de directorio para el día 22 de agosto de 2012 con el objeto que se adopten las decisiones que correspondan para dar cumplimiento a los procedimientos referidos.

El directorio de Enersis S.A. (la “Sociedad”) en su sesión ordinaria celebrada en el día 31 de Agosto de 2012, ha decidido lo siguiente en relación con el aumento de capital en curso (la operación):

- 1.- Informar que los Directores señores Pablo Yrarrázaval Valdés (Presidente), Andrea Brentan (Vicepresidente), Rafael Miranda Robredo, Hernán Somerville Senn, Leónidas Vial Echeverría y Eugenio Tironi Barrios, al haber sido elegidos con votos del accionista controlador de la Sociedad han declarado tener interés en la operación en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, atendido lo dispuestos en el Oficio Ordinario N° 21.001, emitido con fecha 29 de agosto de 2012 por la SVS.
- 2.- Informar que el Gerente General, Sr Ignacio Antoñanzas Alvear, por ostentar cargos en Endesa Latinoamérica, S.A., controladora de la Sociedad ha declarado también tener interés en la operación en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas. En virtud de lo anterior, el Directorio, definió los parámetros para que el Gerente General pueda actuar en relación con la operación.
- 3.- Informar que el Directorio ha acordado continuar con la operación referida y para tales efectos ha iniciado el proceso de búsqueda de un evaluador independiente para los efectos de lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, sin perjuicio de lo resuelva el Comité de Directores en su oportunidad.
- 4.- Informar que el Directorio ha tomado conocimiento de carta recibida del accionista controlador de la Sociedad mediante la cual

aquél confirma su interés en continuar con el proceso de aumento de capital propuesto y solicita se convoque en su debida oportunidad a una junta de accionista para cuyos efectos deberán observarse adicionalmente las disposiciones del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y en términos tales y con la debida anticipación necesaria para que todos los accionistas de Enersis S.A., incluyendo los titulares de ADRs, puedan participar en la mencionada junta.

El Directorio de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 05 de Septiembre 2012, ha decidido contratar a la empresa IM Trust como evaluador independiente del Aumento de Capital, en razón de la alta calidad técnica y profesional de dicha empresa, su reconocido prestigio en estas materias, así como por su independencia. Lo anterior, en cumplimiento de las formalidades establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).

Asimismo, informamos que el Comité de Directores de Enersis S.A. ha iniciado el proceso de búsqueda de un evaluador independiente para los efectos de lo dispuesto en el Artículo 147 de la LSA.

El Comité de Directores de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 07 de Septiembre 2012, ha decidido contratar a la empresa Claro y Asociados Ltda. como evaluador independiente del Aumento de Capital, atendida su independencia, la ausencia de conflictos de interés en esta materia y su calidad técnica y profesional. Lo anterior, en cumplimiento de las formalidades establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).

Con fecha 20 de Septiembre de 2012 el accionista controlador, Endesa S.A. (España) ha comunicado con carácter de Hecho Relevante la presentación que adjuntamos, en idiomas español e inglés. Copia de dichas presentaciones se encuentran además disponibles en la página web de Endesa S.A. (www.endesa.es) y

próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

Con fecha 24 de octubre de 2012 se informa que el comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria ha recibido formalmente el informe de la empresa Claro y Asociados, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 7 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

Asimismo, se informa que el Directorio de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada ha recibido formalmente el informe de la empresa IM Trust, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 5 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis en curso.

Dichos informes, de conformidad con las exigencias legales, se refieren a las condiciones de la operación de aumento de capital en curso, a sus efectos y potencial impacto para Enersis S.A., y a aquellos puntos que han sido expresamente solicitados que sean evaluados por el Directorio, el Comité de Directores y los miembros integrantes de éste.

A partir de esta fecha, copia de dichos informes estarán a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

Estos informes se añaden al informe pericial de don Eduardo Walker Hitschfeld, el cual ya se encuentra en el mencionado sitio de internet.

Con fecha 30 de octubre de 2012 se informa que el Comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada en la tarde de ayer y que se extendió hasta la madrugada de hoy, ha emitido formalmente su informe, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, de conformidad con el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

A partir de esta fecha, copia de dicho informe se encuentra a disposición de los señores accionistas

en las oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa 76 piso 15, Santiago de Chile (Gerencia de Inversiones y Riesgos) y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

Con fecha 31 de octubre de 2012 se informa que todos los Directores de Enersis S.A., en forma individual y dentro de los plazos prescritos por la Ley de Sociedades Anónimas, han emitido respectivamente las opiniones individuales establecidas por los numerales 5 y 6 del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, relativas al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

A partir de esta fecha, copia de dichas opiniones estarán a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa 76 piso 15, Santiago de Chile, (Gerencia de Inversiones y Riesgos) y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

Con fecha 31 de octubre de 2012 se informa que Enersis S.A. ha recibido una comunicación de Endesa, S.A. fechada 30 de octubre de 2012, relacionada con una proposición de condicionalidad en el aumento de capital de Enersis en curso, la cual se adjunta a la presente.

Mediante dicha comunicación, Endesa solicita formalmente que se proponga en la junta extraordinaria de accionistas de Enersis S.A. que tratará sobre el aumento de capital, que la suscripción y pago de las acciones emitidas quede sujeta al cumplimiento de una condición suspensiva. Esta condición consiste en que los interesados suscriban y paguen, ya sea en el período de suscripción preferente o en otro u otros períodos de oferta, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que Endesa suscriba al menos la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% de las acciones emitidas con derecho a voto. En el evento que la suma total de las acciones suscritas y pagadas implique que Endesa supere dicho límite, se entenderá automáticamente

fallida la condición y los contratos de suscripción de acciones no producirán efecto jurídico alguno, devolviéndose a los suscriptores las cantidades entregadas por éstos.

El Directorio de Enersis S.A., en su sesión celebrada el 31 de octubre de 2012, declaró que la propuesta de Endesa cumple con el interés social y acordó asimismo adoptar, en una próxima sesión, las medidas que se estimen procedentes para el resguardo patrimonial de Enersis S.A. y de quienes concurran al referido aumento de capital.

Con fecha 6 de noviembre de 2012 se informa que en sesión celebrada hoy, el Directorio de Enersis S.A. acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas a fin de que ésta se pronuncie sobre el aumento de capital en curso, en los mismos términos que fue formulada como una operación única por el controlador Endesa, S.A. (Endesa España). En dicha junta también se informará a los accionistas acerca de otras materias no vinculadas a dicho aumento de capital. Dicha Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará el día 20 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas y tendrá lugar en el salón Las Américas del Hotel Intercontinental ubicado en Avenida Vitacura 2885, comuna de Las Condes, Santiago.

Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas son las siguientes, las cuales podrán ser tratadas en el orden que al efecto determine la junta a objeto que los acuerdos que se adopten sean debidamente concordantes:

- 1.- Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas consistente en la ampliación de capital referida en los puntos siguientes de la presente convocatoria, teniendo en consideración los antecedentes que para estos efectos se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl.

- 2.- Aumentar el capital social en una suma en pesos, moneda de curso legal, que no será inferior a la cantidad de US\$ 5.915 millones ni superior a US\$ 6.555 millones a un tipo de cambio de 482,29 por dólar de los Estados Unidos de América, o en la suma que en definitiva determine la Junta Extraordinaria de Accionistas, mediante la emisión del número de acciones de pago que se determine al efecto. Todas las acciones que se emitan serán nominativas y serán ordinarias de una misma serie especial sin preferencia y sin valor nominal, que se denominará Serie B. Esta Serie B tendrá exactamente los mismos derechos que las acciones actualmente emitidas, con la única excepción de sus derechos cambiarios. La Serie B se crea con la sola finalidad de diferenciar las nuevas acciones de aquéllas ya emitidas, puesto que todas estas últimas se encuentran regidas por la Convención Cambiaria acordada con fecha 24 de septiembre de 2008 entre Enersis S.A., Citibank N.A. y el Banco Central de Chile.
- 3.- Aprobar todos los aportes no dinerarios susceptibles de ser capitalizados y su respectivo valor de aporte, sometiendo a deliberación para efectos de los artículos 15 y 67 N°6 de la Ley de Sociedades Anónimas las estimaciones contempladas en los informes independientes emitidos por don Eduardo Walker Hitschfeld, por IM Trust y por Claro y Asociados. Dichos informes se encuentran a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Sociedad: www.enersis.cl y en las oficinas de esta última. Así, las acciones que se emitan con cargo al aumento de capital social serán pagadas en dinero efectivo y con el aporte en dominio de todas las participaciones societarias de Cono Sur Participaciones S.L., sociedad que agrupará las acciones que se encuentran señaladas en los mencionados informes.
- 4.- Acordar un precio de colocación de las acciones que se emitan o bien establecer una fórmula al efecto y en este último caso delegar en el Directorio la determinación final de dicho precio, siempre que la colocación se inicie dentro de los 180 días siguientes a la fecha de la Junta, de conformidad con el artículo 23 del Reglamento de Sociedades Anónimas. Teniendo presente el precio de colocación que resulte, el Directorio deberá ofrecer la cantidad de acciones que corresponda al número de acciones que sea estrictamente necesario para que, en relación a dicho precio, se obtenga el monto del aumento del capital social. Se entregará información sobre el tratamiento que se dará a los costos de emisión y colocación de las acciones que se emitan y su monto.
5. Establecer que la oferta de colocación de acciones deberá efectuarse en primer lugar dentro del período de suscripción preferente establecido por el artículo 25 de la LSA y el saldo de las acciones no suscritas durante dicho período deberá ser ofrecido en un período de suscripción del remanente, a valores no inferiores ni en condiciones más ventajosas que las ofrecidas en el período de suscripción preferente. Asimismo, acordar los plazos dentro de los cuales las acciones deberán quedar emitidas, suscritas y pagadas.
6. Aprobar que todos los contratos de suscripción de acciones queden sujetos al cumplimiento de una condición suspensiva consistente en que los interesados suscriban y entreguen, ya sea en el periodo de suscripción preferente o en el período de suscripción del remanente, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que el controlador Endesa España suscriba y pague la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% del capital con derecho a voto. En el evento que la suma total de acciones suscritas y entregadas implique que Endesa España supere dicho

límite, se entenderá automáticamente fallida la condición y todos los contratos de suscripción de acciones quedarán sin efecto, devolviéndose a los suscriptores los dineros entregados por este concepto.

- 7.- Aprobar el uso de los fondos provenientes del aumento del capital.
- 8.- Modificar los artículos quinto permanente y segundo transitorio de los estatutos sociales conforme a los acuerdos que se adopten en la presente junta de accionistas sobre el aumento del capital social y autorizar a la administración de la compañía para otorgar un texto refundido y actualizado de los estatutos sociales.
- 9.- Acordar aquellos otros aspectos de la operación de aumento de capital descrita que la junta de accionistas estimen del caso aprobar y que sean funcionales o accesorios a dicha operación.
- 10.- Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a determinar la forma, época y procedimiento de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social; inscripción de la emisión de las acciones en el Registro de Valores; plazo para emisión, suscripción y pago de las acciones; establecer el procedimiento de colocación del remanente de acciones que no sean suscritas en el período de suscripción preferente; o bien facultar ampliamente al Directorio para todos estos efectos, como también para que éste pueda adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a lo que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, del Servicio de Impuestos Internos o, en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la sociedad para que

actuando individualmente uno cualquiera de ellos realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o convenientes para llevar a cabo lo señalado.

11. Ratificar el Tercer Clasificador Privado de Riesgo Designado por el Directorio de la Sociedad.
12. Sigüientes materias informativas no vinculadas al aumento de capital:
 - 12.1.- Solicitud del Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB) de los Estados Unidos de América al Auditor Externo de la Sociedad, Ernst & Young.
 - 12.2.- Acuerdos correspondientes a operaciones con partes relacionadas regidas por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, adoptados con posterioridad a la última junta ordinaria de accionistas y otros acuerdos de directorio de preceptiva información.

Todas las proposiciones precedentemente indicadas no privan a la Junta de su plena competencia para, en su caso, acogerlas, rechazarlas, modificarlas o acordar algo distinto.

Se comunica a los señores accionistas que el Directorio ha acordado que se proceda a calificación de poderes, proceso que se realizará los días 17, 18 y 19 de diciembre de 2012, en las oficinas de la sociedad, ubicadas en Santa Rosa N°76, Santiago Centro, de 9:30 a 12:30 horas y de 15:30 a 18 horas y el mismo día de la Junta, a partir de las 11:30 horas y hasta las 12:30 horas, en el lugar de celebración de la misma. El día de la celebración de la Junta sólo se recibirán poderes hasta las 12:30 horas, momento en que se cerrará la recepción de los mismos y, por tanto, sólo se calificarán los poderes que hayan sido recibidos hasta esa hora.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la resolución de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones y Riesgos), Santiago de Chile, con quince días de anticipación a la celebración de esta junta. Asimismo, aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los señores

accionistas en el sitio Web de la sociedad.

Con fecha 6 de noviembre de 2012 se informa que el Directorio de Enersis S.A. acordó diversos temas de interés de los accionistas en relación con la operación de aumento de capital propuesta por el controlador Endesa, S.A. (“Endesa España”).

En primer lugar, el Directorio se pronunció sobre el uso de fondos, señalando que la caja obtenida por la Sociedad, de perfeccionarse la operación de aumento de capital en curso, sería destinada fundamentalmente a las siguientes actividades: compra de participaciones en sociedades que Enersis S.A. ya consolida, y adquisiciones en la región y en las actividades donde Enersis S.A. opera en la actualidad, que resulten convenientes para el interés social por agregar valor y que permitan aprovechar oportunidades de mercado. Lo anterior, sin perjuicio de que el Directorio deba aprobar, en su oportunidad, cada una de las operaciones analizadas, las que deberán ser evaluadas en forma particular, detallada y concreta de conformidad con las facultades ordinarias de administración del Directorio.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad aprobó el aporte en dominio por parte de Endesa España de las participaciones societarias descritas en los informes independientes emitidos por el perito don Eduardo Walker Hirschfeld y los evaluadores IM Trust y Claro y Asociados y señaló que dicho aporte en dominio debería situarse en un rango de valor no inferior a US\$ 3.586 millones ni superior a US\$ 3.974 millones o en la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, que en definitiva determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. El Directorio dejó expresa constancia que con la aprobación precedente se cumplía lo dispuesto en el artículo 14 Bis de los estatutos sociales y que, en ningún caso, ello podía estimarse como un pronunciamiento bajo los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, por lo que se realizaba sin perjuicio de lo que en definitiva resuelva la Junta Extraordinaria de Accionistas que se pronunciará sobre el aumento de capital en conformidad a lo dispuesto en dicho Título y en los artículos 15 y 67 de la Ley de Sociedades Anónimas. El Directorio dejó constancia que dicho rango de valor fue aprobado

por seis de los siete miembros de dicho órgano societario, dándose así cumplimiento al quórum especial previsto en dicho artículo 14 Bis que exigía una aprobación de al menos dos tercios del Directorio, observándose que los fundamentos de dicha decisión se contienen en las respectivas opiniones individuales que cada uno de los directores concurrentes emitió con motivo de esta operación y que se encuentran a disposición de los accionistas de la Sociedad en la respectiva página Web y en las oficinas sociales.

Adicionalmente, en relación al hecho esencial de fecha 31 de octubre de 2012, relativo a la condicionalidad del aumento de capital en curso, el Directorio de Enersis S.A. ha procedido a analizar diversas medidas para el resguardo patrimonial de la sociedad y de quiénes concurren al referido aumento de capital, las cuales serán oportunamente publicadas y puestas en conocimiento del mercado y los accionistas.

Finalmente, se acordó por el Directorio solicitar a Endesa España un pronunciamiento relativo a los siguientes asuntos, en relación con la ampliación de capital en curso: (i) otorgamiento de ciertas representaciones y garantías respecto de Piura, Yacylec y Central Dock-Sud; (ii) compromiso relativo a que Enersis S.A. será el único vehículo de inversión en Sudamérica del Grupo Enel en energías convencionales, con excepción de las actividades actualmente desarrolladas a través de Enel Green Power y aquéllas que en un futuro pueda esta última sociedad desarrollar en el campo de las energías renovables; (iii) compromiso de mantener indemne a Enersis respecto de posibles contingencias tributarias derivadas de la estructura de la operación y (iv) mantenimiento del compromiso de no promover un reparto extraordinario de dividendos como consecuencia del aumento de capital en curso.

Con fecha 8 de noviembre se informa que la compañía ha recibido una comunicación del accionista controlador, Endesa, S.A., la cual proporciona información adicional respecto de la posición de Endesa, S.A. en relación a determinados aspectos relativos al aumento de capital propuesto.

Con fecha 9 de noviembre de 2012 se informa

que el accionista controlador, Endesa, S.A. ha iniciado un road show a inversionistas, en relación al aumento de capital propuesto en Enersis S.A. Adjuntamos copia de la presentación en idiomas español e inglés, difundidas con motivo de dicho road show. Copia de las mencionadas presentaciones se encuentran además disponibles en la página web de Endesa, S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

Con fecha 12 de noviembre de 2012 se informa que el accionista controlador, Endesa, S.A. ha registrado un hecho relevante ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, adjuntando presentación más ampliada que efectuará a inversionistas en su Road Show, en relación al aumento de capital propuesto en Enersis S.A. Adjuntamos copia de la mencionada presentación en idiomas español e inglés, las cuales se encuentran además disponibles en la página web de Endesa, S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

Con fecha 22 de noviembre de 2012 se informa que con fecha 21 de noviembre de 2012, la sociedad ha recibido una comunicación de AFP Habitat S.A., AFP Planvital S.A., AFP Provida S.A., AFP Capital S.A., AFP Cuprum S.A. y AFP Modelo S.A., todas ellas accionistas de Enersis S.A. que en su conjunto representan un 13,63% de las acciones con derecho a voto de la sociedad. Mediante dicha comunicación, los mencionados accionistas solicitan la convocatoria de una Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. que se realice antes de la Junta Extraordinaria de Accionistas ya convocada por el Directorio para el próximo 20 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas.

Asimismo, informo que atendido lo solicitado por los accionistas indicados, y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 58 N°3 de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, el Directorio de Enersis S.A., en sesión extraordinaria celebrada en la tarde de hoy, acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas con el objeto que en ésta: “se informe detalladamente sobre los fundamentos del directorio y de cada uno de sus miembros, respecto de la decisión de llamar a junta extraordinaria de accionistas para aprobar un aumento de capital a enterarse en especies,

propuesto por el accionista controlador Endesa España. En especial, se solicita se dé a conocer lo siguiente:

- a) Cuál será la propuesta del directorio o de cada uno de sus miembros respecto de la relación de canje entre las nuevas acciones de Enersis representativas del aumento de capital y el paquete de activos que aportará el accionista controlador, así como los fundamentos que justifiquen la conveniencia de la o las propuestas, tanto para la sociedad como para todos los accionistas y forma en que estas propuestas permiten dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 30 de la ley n° 18.046;
- b) Las razones que han tenido los directores para proponer un piso o valor mínimo a los activos con que el accionista controlador pretende pagar el aumento de capital;
- c) Los fundamentos del directorio y sus miembros que justifiquen la conveniencia de realizar un aumento de capital superior al monto de los activos que el accionista controlador pretende aportar a la sociedad; y,
- d) Se de a conocer y explique las cláusulas del Contrato de ADR sobre el uso de voto de los ADR que no se pronuncian y la forma en que se ejercerán los votos de los referidos tenedores de ADR.”

Dicha Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará el día 14 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas y tendrá lugar en el Estadio del Grupo Enersis ubicado en calle Carlos Medina N°858, comuna de Independencia, Santiago.

Con fecha 29 de noviembre de 2012 se informa que el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013, un dividendo provisorio de \$1,21538 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

Con fecha 7 de diciembre de 2012 se informa que la compañía ha recibido copia del comunicado de prensa emitido por Endesa, S.A., relativo al aumento de capital de Enersis S.A.

Con fecha 13 de diciembre de 2012 se informa que el Directorio de la Compañía ha acordado

proponer a la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolverá acerca de aumento de capital en Enersis S.A., a realizarse el 20 de diciembre del año en curso, un rango para el precio de colocación de las nuevas acciones entre Ch\$160 y Ch\$187 por acción.

Adicionalmente, el Directorio, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar que tanto el monto del aumento de capital, valor de los activos y número máximos de acciones a emitir contenidos en los comunicados de prensa difundidos el pasado 7 de diciembre por Endesa, S.A. y cinco AFPs: AFP Capital S.A., AFP Cuprum S.A., AFP Habitat S.A., AFP Plan Vital S.A. y AFP Provida S.A., se encuentran dentro de los parámetros contemplados en los informes emitidos por los evaluadores independientes y por el Comité de Directores de la Sociedad. El Directorio ha estimado positivo que los términos contenidos en los mencionados comunicados de prensa son consecuentes con los planteamientos realizados en su fecha por el Directorio y el Comité de Directores.

Finalmente, se adjunta a la presente, copia de la respuesta del Directorio de Enersis S.A. al Oficio Ordinario N°28.292, de fecha 3 de diciembre de 2012, emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros, relativo a las consultas de las AFPs y de la propia SVS.

Con fecha 18 de diciembre de 2012 se informa que el Comité de Directores ha examinado y por la unanimidad de sus miembros, ha remitido al Directorio sin observaciones el contrato de suscripción de acciones a celebrarse entre Enersis S.A. y su controlador, Endesa, S.A., para su difusión a los accionistas. El contrato será sometido para su aprobación a la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolverá acerca del aumento de capital en Enersis S.A., citada para el día 20 de diciembre del año en curso. Dicho contrato, en carácter de borrador y sin sus anexos descriptivos, estará disponible para el examen de los señores accionistas en la Gerencia de Inversiones y Riesgos de Enersis S.A., ubicada en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, y en la página web de la sociedad: www.enersis.cl.

Adicionalmente, se comunica con carácter de hecho esencial que el Depositario Citibank ha informado que no otorgará al Presidente

del Directorio el voto discrecional de aquellos tenedores de ADRs que no hayan expresado intención de voto.

Con fecha 21 de diciembre de 2012 se informa que con fecha 20 de diciembre de 2012 se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolvió acerca del aumento de capital en Enersis S.A. En dicha junta, una muy amplia mayoría, prácticamente un 86% de todos los accionistas presentes en sala con derecho a voto, equivalentes al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, aprobaron un aumento de capital de las siguientes características:

- 1) Monto máximo del aumento de capital: 2.844.397.889.381 pesos chilenos dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.
- 2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que se encuentran señaladas en los informes que han sido puestos a disposición de los accionistas y que sería aportado por Endesa a Enersis, S.A. tendrá un valor de un 1.724.400.000.034 pesos chilenos que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis S.A. a un precio de 173 pesos chilenos por acción. Lo anterior constituye un valor referencial de 3.634.754.015,5 dólares de los Estados Unidos de América a un tipo de cambio observado del día 20 de diciembre de 2012 de 474,42 pesos chilenos por cada dólar de los Estados Unidos de América.
- 3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de 173 pesos chilenos por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.

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

Adicionalmente, se votaron, ratificaron y aprobaron los compromisos del accionista controlador, los cuales habían sido informados anteriormente mediante hecho esencial de fecha 8 de noviembre.



identificación de las compañías filiales y coligadas



AGRÍCOLA DE CAMEROS

Razón social
Sociedad Agrícola de Cameros Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad Responsabilidad Limitada
RUT
77.047.280-6

Dirección
Camino Polpaico a Til-Til, S/N Til-Til

Teléfono
(56 2) 2378 4700

Capital suscrito y pagado (M\$)
5.738.046

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la explotación de predios agrícolas.

Actividades que desarrolla
Agrícola e Inmobiliaria.

Principales ejecutivos
Hugo Ayala Espinoza
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,50% - Sin variación.

AGUAS SANTIAGO PONIENTE

Razón social
Aguas Santiago Poniente S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada, sujeta a las normas de las Sociedades Anónimas Abiertas

RUT
96.773.290-7

Dirección
Américo Vespucio 100, Pudahuel, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2601 0601

Capital suscrito y pagado (M\$)
6.601.121

Objeto social
La sociedad tiene por objeto exclusivo, establecer, construir y explotar servicios públicos destinados a producir y distribuir agua potable; recolectar, tratar y disponer aguas servidas, y efectuar las demás funciones que expresamente autorice el DFL N° 382 de 1988 y sus modificaciones.

Actividades que desarrolla
Agua potable y servicios afines.

Directorio
Víctor M. Jarpa Riveros
Andrés Salas Estrades
Luis F. Edwards Mery
José M. Guzmán Nieto
Fernando Gardeweg Ried (Gerente Finanzas Nacionales Enersis)

Principales ejecutivos
Jorge Carnevali Flores
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,00% - Sin variación.

AMPLA ENERGÍA

Razón social
Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 01, São Domingos, Niteroi, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)
233.242.237

Objeto social
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios correlatos que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético; participar de otras sociedades del sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Antonio Basilio Pires e Albuquerque (Vicepresidente)
Nelson Ribas Visconti
Luciano Galasso Samaria
Elizabeth Codeço de Almeida Lopes
José Távora Batista
José Alves de Mello Franco
Cristián Fierro Montes

Director Suplente
Otacilio de Souza Junior

Principales ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebolledo
Director Presidente
José Alves de Mello Franco
Bruno Golebiovsky
Carlos Ewandro Naegle Moreira

Claudio Rivera Moya
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Aurélio Ricardo Bustilho Oliveira
Teobaldo Jose Cavalcante Leal

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
70,22% (sin variación)

Proporción sobre Activo de Enersis
1,81%

AMPLA INVESTIMENTOS

Razón social
Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 01 – parte, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 2613 7071

Objeto social
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, bien como prestar servicios relacionados que hayan sido o que puedan ser concedidos; prestar servicios de cualquier naturaleza a concesionarias, permisionarias o autorizadas del servicio de energía eléctrica y a sus clientes y participar de otras sociedades del sector energético como accionista.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos
Antonio Basilio Pires e Albuquerque
Cristián Eduardo Fierro Montes
Nelson Ribas Visconti
Luciano Galasso Samaria
José Alves Mello Franco
José Távora Batista
Marcelo Llévenes Rebolledo
Michelle Rodrigues Nogueira

Principales ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebolledo
Director Presidente
Teobaldo Jose Cavalcante Leal
José Alves de Mello Franco

Capital suscrito y pagado (M\$)
27.827.555

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
70,22% (sin variación)

Proporción sobre Activo de Enersis
0,17%

ARA – INGENDESA

Razón Social
Consorcio Ara – Ingendesa Limitada

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

Rut
77.625.850-4

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Teléfono
(562) 630 9000

Objeto Social
Prestación de servicios de ingeniería, comprendiéndose en ellos la proyección, planificación y ejecución de estudios y proyectos de ingeniería, asesorías y consultorías, otorgamiento de asistencia e información técnica y la administración, inspección y desarrollo de proyectos y obras. Además, ejecutar toda clase de obras, montar y poner en marcha para sí o terceros, todo tipo de establecimientos, industriales o no, comercializando para sí o terceros los bienes o servicios producidos.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Capital Suscrito y Pagado
M\$500

Apoderados
Alejandro Santolaya de Pablo
Juan Benabarre Benaiges

Apoderados Suplentes
Daniel Barría
Cristián Araneda Valdivieso
Fernando Armijo Scotti
Nelson Hernández Pérez

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99%- Sin variación.

ATACAMA FINANCE

Razón social
Atacama Finance Co.

Tipo de sociedad
Compañía exenta constituida en Caymán Island, BWI.

Dirección
Caledonian House P.O. Box 265 G, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.016.360

Objeto social
El principal objetivo de la sociedad incluye el endeudamiento en dinero en el mercado financiero a través de créditos acordados o la emisión de bonos u otros títulos y el préstamo en dinero a otras compañías, en particular aquellas que tengan relación con el Proyecto Atacama.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Horacio Reyser
Ingrid Morales
Gonzalo Alende
Vacante

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99%- Sin variación.

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón social
Aysén Transmisión S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT
76.041.891-9

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
22.368

Objeto social
El objeto de la sociedad es desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que requiera el proyecto de generación hidroeléctrica que HidroAysén planifica construir en la Región de Aysén, el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) el diseño, desarrollo, construcción, operación, propiedad, mantenimiento y explotación de sistemas de transmisión eléctrica, b) el transporte de energía eléctrica, y c) la prestación de servicios relacionados con su objeto social.

Actividades que desarrolla
Transmisión eléctrica

Directorio
Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
Juan Benabarre Benaiges
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis S.A.)
Juan Eduardo Vásquez

Directores suplentes
Carlos Martín Vergara
Sebastián Fernández Cox
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry

Principales ejecutivos
José Andrés Taboada
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% - Sin variación.

AYSÉN ENERGÍA

Razón social
Aysén Energía S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

RUT
76.091.595-5

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.900

Objeto social
Los objetos de la sociedad son los siguientes: I.- Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en el Resuelvo número primero de la Resolución Número Treinta, de fecha veintiséis de mayo de dos mil nueve. II.- Dar cumplimiento al compromiso asumido por Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, del General Carlos Ibáñez del Campo, en el marco del desarrollo Proyecto Hidroeléctrico Aysén, para proveer a esa región de una oferta de energía eléctrica de menor costo que la actual, a través del desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de proyectos de generación y de transmisión de energía eléctrica en dicha región. Para el cumplimiento de lo anterior, la sociedad podrá desarrollar, entre otras, las siguientes actividades: a) la producción de energía eléctrica mediante cualquier medio de generación, su suministro y comercialización, b) el transporte de energía eléctrica, c) la prestación de servicios relacionados con su objeto social, d) solicitar, obtener o adquirir y gozar las concesiones, derechos y permisos que se requieran.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica (proyecto)

Directores Titulares
 Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
 Juan Benabarre Benaiges
 Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis S.A.)
 Bernardo Larraín Matte
 Luis Felipe Gazitúa Achondo
 Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes
 Carlos Martín Vergara
 Sebastián Fernández Cox
 Claudio Iglesias Guillard
 Eduardo Lauer Rodríguez
 Cristián Morales Jaureguiberry
 Enrique Donoso Moscoso
 Principales ejecutivos
 Daniel Fernández Koprich
 Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 30,59% (nueva)

CACHOEIRA DOURADA

Razón social
 Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
 Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada
 Goiania, Goiás, Brasil

Teléfono
 (55 62) 3434 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
 67.605.907

Objeto social
 La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica y el comercio relacionado con estas actividades. Asimismo, la sociedad puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Directorio
 Marcelo Llévanes Rebolledo
 Luis Larumbe Aragón
 Ana Cláudia Goncalves Rebello

Principales ejecutivos
 Guilherme Gomes Lencastre
 Gerente General

Manuel Herrera Vargas
 José Ignacio Pires Medeiros
 Carlos Ewandro Naegele Moreira

José Alves de Mello Franco
 Ana Cláudia Goncalves Rebello
 Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
 Teobaldo José Cavalcante Leal

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 54,09% (sin variación)

CANELA

Razón social
 Central Eólica Canela S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

RUT
 76.003.204-2

Dirección
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
 (562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
 12.284.743

Objeto social
 Promover y desarrollar proyectos de energía renovables, principalmente de energía eólica, identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Asimismo, la sociedad tendrá por objeto la generación, transporte, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eólica.

Directorio
 Juan Benabarre Benaiges
 Claudio Iglesias Guillard
 Sebastián Fernández Cox
 Cristóbal García-Huidobro Ramírez
 Bernardo Canales Fuenzalida

Directores suplentes
 Alan Fisher Hill
 Claudio Betti Pruzzo
 Juan Cristóbal Pavéz Recart
 Marcelo Álvarez Ríos
 Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos
 Wilfredo Jara Tirapegui
 Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 44,98% - Sin variación.

CELTA

Razón social
 Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

RUT
 96.770.940-9

Dirección
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
 (562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
 103.099.643

Objeto social
 La sociedad tiene por objeto principal explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, tanto nacional como internacional, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla
 Generación de energía eléctrica.

Directorio
 Alejandro García Chacón (Presidente)
 Alan Fischer Hill
 Humberto Espejo Paluz

Principales ejecutivos
 Eduardo Soto Trincado
 Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 59,98% - Sin variación.

CEMSA

Razón social
 Endesa Cemsas S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima

Dirección
 Pasaje Ing. E. Butty 220, piso 16,
 Buenos Aires, Argentina

Teléfono
 (5411) 4875 0600

Capital suscrito y pagado (M\$)
 1.364.625

Objeto social
 La compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de potencia

y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados, tanto en el país como en el extranjero de servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones. Asimismo podrá efectuar transacciones de compraventa o compra y venta de gas natural, y/o de su transporte, incluyendo la importación y/o exportación de gas natural y/o la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados. Efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, y/o lubricantes y/o de transporte de dichos elementos, incluyendo la importación y/o exportación de combustibles líquidos y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados.

Actividades que desarrolla
Comercializadora de energía eléctrica y gas.

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín-Mateos
José Venegas Maluenda
Fernando Claudio Antognazza

Directores Suplentes
Arturo Pappalardo
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos

Pedro Cruz Viné
Gerente General
Juan Carlos Blanco

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
26,99% - Sin variación.

CENTRAL VUELTA OBLIGADO

Razón social
Central Vuelta Obligado S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Av. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4117 1077

Capital suscrito y pagado (M\$arg)
500

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque, y particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica denominada Vuelta de

Obligado en cumplimiento del “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011” suscripto el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla
Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.

Directores titulares
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
José María Vázquez
Eduardo Nitardi

Directores suplentes
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Vacante

Principales ejecutivos
Eduardo Nitardi
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
13,56% - Nueva.

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN

Razón social
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT
76.652.400-1

Dirección
En Santiago, Chile, calle Miraflores 383, oficina 1302.
En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.
En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)
158.975.665

Objeto social
El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera Región de Aysén, de capacidad estimada 2.750 MW mediante cinco centrales hidroeléctricas, el cual se denomina “Proyecto Aysén”. Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) la producción y transporte

de energía eléctrica; b) el suministro y comercialización de energía eléctrica a sus accionistas; y c) la administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica (proyecto).

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
Juan Benabarre Benaiges
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente de Planificación y Control de Enersis S.A.)
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes
Carlos Martín Vergara
Sebastián Fernández Cox
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry
Enrique Donoso Moscoso

Principales ejecutivos
Daniel Fernández Koprlich
Vicepresidente Ejecutivo

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% - Sin variación.

CHILECTRA

Razón social
Chilectra S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
96.800.570-7

Dirección
Santa Rosa 76, piso 8,
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)
367.928.682

Objeto social
Explotar en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase, suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Juan María Moreno Mellado
Marcelo Llévanes Rebolledo
Livio Gallo
Hernán Felipe Errázuriz Correa
José Luis Marín López-Otero
Elena Salgado Méndez

Principales ejecutivos
Cristián Fierro Montes
Gerente General
Gonzalo Vial Vial
Andreas Gebhardt Strobel
Guillermo Pérez del Río
Enrique Fernández Pérez
Ramón Castañeda Ponce
Jaime Muñoz Vargas
Paola Visintini Vaccarezza
Héctor Villouta Sanhueza
Luciano Galasso Samaria
Jean Paul Zalaquett Falaha

Relaciones comerciales
Créditos estructurados; arrendamiento de línea de transmisión y subestación; prestación de servicios en prevención de riesgos; asesoría legal, profesionales en administración empresarial e ingeniería, de administración financiera generales, corporativa y otros.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
12,40%

CHILECTRA INVERSUD

Razón social
Chilectra Inversud S.A.

RUT
99.573.910-0

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Santa Rosa 76, piso 8, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M\$)
265.306.226

Objeto social
Explotar en el extranjero, por cuenta propia o a través de terceros los negocios de la distribución y venta de energía eléctrica. Asimismo, podrá realizar inversiones en empresas extranjeras, como también efectuar toda clase de inversiones

en toda clase de instrumentos mercantiles como bonos, debentures, títulos, crédito, valores mobiliarios negociables u otros documentos financieros o comerciales, todo ello, con miras a la percepción de sus frutos naturales y civiles. Para lo anterior, podrá constituir, modificar, disolver y liquidar sociedades en el extranjero, pudiendo asimismo desarrollar todas las demás actividades que sean complementarias y/o relacionadas con los giros anteriores.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Ramón Castañeda Ponce
Francisco Miqueles Ruz
Gonzalo Vial Vial

Principales ejecutivos
Francisco Miqueles Ruz
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

CHINANGO

Razón social
Chinango S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima cerrada

Dirección
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)
49.974.755

Objeto social
El objeto principal de la sociedad es la generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Gerente General
Edegel S.A.A. representado por Julián Cabello Yong

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,97% (sin variación)

CHOCÓN

Razón social
Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301,
Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)
29.079.030

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente Regional de Finanzas de Enersis S.A.)
Carlos Martín Vergara
Alex Daniel Horacio Valdez
Juan Carlos Nayar
Sergio Maschio

Directores Suplentes
Jorge Raúl Burlando Bonino
Francisco Domingo Monteleone
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Fernando Carlos Boggini
Héctor Osvaldo Mendiberri
Alejandro Nagel
Gustavo Brockerhof

Principales ejecutivos
Fernando Claudio Antognazza
Gerente General
Fernando Carlos Luis Boggini
Gerente de Finanzas
Néstor Srebernic
Gerente de Producción
Cristian Vargas
Gerente Comercial
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Gerente de Recursos Humanos

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
39,21% - Sin variación.

CIEN

Razón social
Compañía de Interconexión Energética S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
66.602.319

Objeto social

La actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación. Para la realización de su objeto, la compañía promoverá el estudio, planificación y construcción de las instalaciones relativas a los sistemas de producción, transmisión, conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá la compañía promover la implementación de proyectos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesorias o complementaria a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus fines, la compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Andrés Llévénos Rebolledo
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Agustín Venegas Maluenda

Principales ejecutivos
Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General

Manuel Herrera Vargas
José Ignacio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

CODENSA

Razón social
Codensa S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima de derecho privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios

Dirección
Carrera 13 A #93-66, Bogotá, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.579.786

Objeto social

La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños

y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país relacionado con los servicios públicos. Podrá además participar como socia o accionista en otra empresas de servicios públicos, directamente, o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas. En desarrollo del objeto principal antes enunciado, la sociedad podrá promover y fundar establecimientos o agencias en Colombia o en el exterior; adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía; asumir cualquier forma asociativa o de colaboración empresarial con personas naturales o jurídicas para adelantar actividades relacionados, conexas y complementarias con su objeto social; explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal siempre que sean afines al objeto principal; girar aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás; participar en licitaciones públicas y privadas; dar a, o recibir de, sus accionistas, matrices, subsidiarias, y terceros dinero en mutuo; celebrar contratos de seguros, transporte, cuentas en participación, contratos con entidades bancarias y/o financieras.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
José Antonio Vargas Lleras
Cristian Fierro Montes
Orlando José Cabrales Martínez
Lucio Rubio Díaz
Mónica de Greiff Lindo
Catalina Velasco Campuzano
Ricardo Bonilla González

Directores suplentes
Juan Manuel Pardo Gómez
Leonardo López Vergara
Antonio Sedán Murra
David Felipe Acosta Correa
Henry Navarro Sánchez
Ernesto Moreno Restrepo
José Alejandro Herrera Lozano

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente General

Andrés Caldas Rico
Jaime A. Vargas Barrera

Juan Manuel Pardo Gómez
María Celina Restrepo
Leonardo López Vergara
Rafael Carbonell Blanco

Omar Serrano Rueda
Mauricio Carvajal
Raúl Puentes

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
21,73% - sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
2,27%

COELCE

Razón social
Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Rua Padre Valdevino, 150 - Centro, Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (M\$)
103.497.072

Objeto social

a) La producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les vengan a ser concedidos o autorizados por cualquier título de derecho, y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de comercio decurrentes de esas actividades;
b) La realización de estudios, planeamientos, proyectos, construcción y operación de sistemas de producción, transformación, transporte y almacenamiento, distribución y comercio de energía de cualquier origen o naturaleza, en la forma de concesión, autorización y permisos que les fueron otorgados con jurisdicción en el área territorial del Estado de Ceará, y otras áreas definidas por el Poder Concedente.
c) El estudio, proyecto y ejecución de planos y programas de pesquisa y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables, acciones que desarrollara directamente o en cooperación con otras instituciones;
d) El estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la compañía, directamente o en colaboración con órganos estatales o privados, pudiendo, también, suministra dados, informaciones y asistencia técnica a la iniciativa pública o privada que revele empeño en implantar actividades económicas y sociales necesarias al desarrollo;
e) La practica de más actos que se hicieren necesarios al objeto social, bien como la participación en el capital social de otras compañías en Brasil o en el exterior, cuyas finalidades seamos la explotación de servicios públicos de energía eléctrica, incluyendo los enchufados a la producción, generación, transmisión y distribución.

Actividad que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Marcelo Llévanes Rebolledo (Vicepresidente)
Gonzalo Vial Vial
José Alves de Mello Franco
Aurelio Ricardo Bustilho Oliveira
Jorge Parente Frota Júnior
Cristián Eduardo Fierro Montes
Fernando Antonio de Moura Avelino
Renato Soares Sacramento
Francisco Honório Pinheiro Alves
Renato Soares Sacramento
Nelson Ribas Visconti

Directores suplentes

Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Luciano Alberto Galasso Samaria
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Caminha Alencar Aripe Júnior
José Távora Batista
Juarez Ferreira de Paula
Vládía Viana Regis
José Nunes de Almeida Neto

Principales ejecutivos

Abel Alves Rochinha
Gerente Presidente

David Augusto de Abreu
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Nunes de Almeida Neto
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Távora Batista
Olga Jovanna Carranza Salazar
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
José Alves de Mello Franco
Cristine de Magalhães Marcondes
Nelson Ribas Visconti

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
35,25 (sin de variación)

CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES

Razón social
Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.764.840-K

Dirección
Américo Vespucio 100, Pudahuel, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2601 0601

Capital suscrito y pagado (M\$)
41.742.265

Objeto social

a) La construcción por cuenta propia o para terceros, en terrenos propios o ajenos, urbanizados o no urbanizados, de todo tipo de obras civiles, instalaciones, edificios, viviendas, oficinas y otros; b) La venta o enajenación en cualquier forma de tales obras y construcciones; c) El estudio y desarrollo de proyectos para tales construcciones, incluyendo, ingeniería, arquitectura, financiamiento, comercialización y otros. En el desarrollo de las actividades propias de su giro, la sociedad podrá siempre actuar por cuenta propia o ajena, ya sea directamente o formando parte de asociaciones, comunidades, sociedades y personas jurídicas de cualquier naturaleza, de las cuales podrá incluso asumir la administración.

Actividades que desarrolla
Inmobiliaria.

Directorio

Fernando Gardeweg Ried (Gerente Finanzas Nacionales Enersis) Victor Jarpa Riveros
Andrés Salas Estrades
Luis Felipe Edwards Mery
José Manuel Guzmán Nieto

Principales ejecutivos

Roberto Alcalde Eyzaguirre
Gerente General
Rodrigo Sánchez Cubric
Fernando Krebs Labarca

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,00% - Sin variación.

COSTANERA

Razón social
Endesa Costanera S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
16.683.548

Objeto social
El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
Máximo Luis Bomchil

José María Hidalgo Martín Mateos
Vacante

César Fernando Amuchástegui
Matías María Brea
Patricia Charvay
Carlos Martín Vergara

Directores Suplentes
Roberto José Fagan
Damián Camacho
Francisco Domingo Monteleone
Fernando Carlos Boggini
Maria Inés Justo
Jorge Raúl Burlando Bonino
Rodrigo Quesada
Fernando Claudio Antognazza

Principales Ejecutivos

Jose Miguel Granged Bruñen
Gerente General
Fernando Carlos Luis Boggini
Gerente Financiero
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Gerente de Recursos Humanos
Francisco Domingo Monteleone
Gerente de Producción
Rodrigo Quesada
Gerente Jurídico

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
41,85% - Sin variación.

CTM

Razón social
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.380.597

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines, incluyendo expresamente pero no limitado a, constituirse como parte en contratos de construcción, operación y mantenimiento para el inicio y/o ampliación de líneas de transporte de energía eléctrica, participar en la financiación de proyectos relacionados directa o indirectamente

con dichos emprendimientos como prestaría y/o prestamista y/o garante y/o avalista, cuyo efecto podrá otorgar garantías a favor de terceros. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público.

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores titulares
José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme Gomes Lencastre
Arturo Miguel Pappalardo

Directores suplentes
José Venegas Maluenda
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos
Arturo Miguel Pappalardo
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA

Razón social
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Rut
900.265.917-0

Dirección
Carrera 9 N° 73-44 Piso 5

Capital suscrito y pagado (M\$)
57.656.190

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes.

Actividades que desarrolla
Distribución y comercialización de energía eléctrica

Directores titulares
Jorge Armando Pinzón Barragán
Mario Trujillo Acevedo
David Felipe Acosta

Directores Suplentes
Ernesto Moreno Restrepo
Jaime Herrera Rodríguez
Leonardo López Vergara

Principales Ejecutivos
Henry Navarro Sánchez
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
10,65% (sin variación)

DISTRILEC INVERSORA

Razón social
Distrilec Inversora S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
San José 140, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)
49.230.442

Objeto social
Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante la realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras, la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y otorgamiento de préstamos, y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
José Carlos Caino Olivera
José María Hidalgo Martín Mateos
Cristián Fierro Montes
María Inés Justo
Juan Carlos Blanco
Ramiro Alfonsín Balza (Gerente de Planificación y Control de Enersis S.A.)
Daniel Casal
Jorge Subijana
Rigoberto Mejía Aravena
Jorge Ravlich

Directores suplentes
Gonzalo Vial Vial
José Miguel Granged Bruñen
Roberto José Fagan
Fernando Antognazza
Daniel Garrido
Diego Saralegui
Ricardo Monge
Claudio Díaz
Jean Yatim Morillas
José Eduardo Lazary Teixeira

Principales ejecutivos
Antonio Jerez
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
50,93% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,03%

EDEGEL

Razón social
Edegel S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, Centro Empresarial Camino Real, San Isidro, Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)
423.177.466

Objeto social
En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su Objeto Social principal.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Ignacio Blanco Fernández (Presidente)
Alberto Briand Rebaza Torres (Vicepresidente)
Joaquín Galindo Vélez
Rafael Fauquió Bernal
Reynaldo Llosa Barber
Francisco García Calderón Portugal
Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada

Directores Suplentes
Julián Cabello Yong
Raffaele Enrico Grandi
Arrate Gorostidi Aguirresarobe
Claudio Herzka Buchdahl
Alberto Triulzi Mora
Claudio Iglesias Guillard
Eric Andrés Añorga Müller

Principales Ejecutivos
Carlos Alberto Luna Cabrera (Gerente General)
Julián Cabello Yong (Gerente de Explotación)
Carlos Rosas Cedillo (Gerente de Gestión de Energía y Comercialización)
Gonzalo Gil Plano (Gerente de Finanzas)
Daniel Abramovich Ackerman (Gerente de Asesoría Legal)

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
37,46% (sin variación)

EDELNOR

Razón social
 Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Abierta

Dirección
 Jr. Teniente Cesar López Rojas 201 Urb. Maranga, San Miguel, Lima, Perú

Teléfono
 (51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (M\$)
 99.769.717

Objeto social
 Dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. Complementariamente, la sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
 Distribución de energía eléctrica

Directorio
 Reynaldo Llosa Baber
 Ignacio Blanco Fernández
 Raffaele Enrico Grandi
 Entró María Cecilia Blume Cilloniz
 Cristian Eduardo Fierro Montes
 Fernando Fort Marie
 Claudio Eduardo Helfmann Soto
 José María Hidalgo Martín Mateos

Principales ejecutivos
 Ignacio Blanco Fernández
 Gerente General

Carlos Solís Pino
 Walter Sciutto Brattoli
 Rocío Pachas Soto
 Raffaele Enrico Grandi
 Luis Salem Hone
 Pamela Gutiérrez Damiani
 Juan Miguel Cayo Mata
 Alfonso Valle Cisneros

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 57,54% (sin variación)

Proporción sobre Activo de Enersis
 2,79%

EDESUR

Razón social
 Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima

Dirección
 San José 140 (1076), Capital Federal, Argentina

Teléfono
 (54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)
 83.616.788

Objeto social
 Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
 Distribución de energía eléctrica.

Directores Titulares
 José María Hidalgo Martín Mateos (Vicepresidente)
 Juan Carlos Blanco
 Cristian Fierro Montes
 José Carlos Caino De Oliveira (Presidente)
 Rigoberto Mejía Aravena
 Marcelo Silva Iribarne
 Gonzalo Vial Vial
 Ramiro Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis S.A.)
 Ernesto Pablo Badaraco

Directores Suplentes
 Roberto Fagan
 José Miguel Granged
 Fernando Antognazza
 Daniel Casal
 Ricardo Monge
 Juan Pablo Larrain Medina (Gerente Regional de Comunicación de Enersis S.A.)
 María Inés Justo
 Rodrigo Quesada
 Mariana Marine
 José María Hidalgo Martín-Mateos

Principales ejecutivos
 Antonio Jerez Agudo
 Gerente General
 Silvia Migone Díaz

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 65,39% - Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
 0,03%

ELECTROGAS

Razón social
 Electrogas S.A.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima Cerrada

RUT
 96.806.130-5

Dirección
 Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las Condes
 Santiago, Chile

Teléfono
 (562) 2299 3400

Objeto social
 La sociedad tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia y ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Actividades que desarrolla
 Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
 10.181.964

Directores titulares
 Claudio Iglesias Guillard
 Juan Eduardo Vásquez Moya
 Enrique Donoso Moscoso
 Pedro Gatica Kerr
 Fernando Promis Baeza

Directores suplentes
 Eduardo Lauer Rodríguez
 Gastón Schofield Lara
 Cristian Morales Jaureguiberry
 Juan Oliva Vásquez
 Ricardo Santibáñez Zamorano

Principales ejecutivos
 Carlos Andreani Luco
 Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
 25,49% - Sin variación.

EMGESA

Razón social
 Emgesa S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
 Sociedad Anónima, Empresa de Servicios Públicos

Dirección
 Carrera 11 N°82-76, piso 4, Santa Fe de Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M\$)
164.600.582

Objeto social

La empresa tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con su objeto principal.

Actividades que desarrolla

Generación y comercialización de energía eléctrica.

Directores titulares

José A. Vargas Lleras
Joaquín Galindo Vélez
Ramiro Diego Alfonsín Balza (Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis S.A.)
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera
Mónica De Greiff Lindo
Catalina Velasco Campuzano
Ricardo Bonilla González

Directores suplentes

Omar Serrano Rueda
Fernando Gutiérrez Medina
Gustavo Gómez Cerón
Henry Navarro Sánchez
Ernesto Moreno Sánchez
Jose Alejandro Herrera Lozano
Andrés López Valderrama

Principales ejecutivos

Lucio Rubio Díaz
Gerente General
Andrés Caldas Rico
Juan Manuel Pardo Gómez
Fernando Gutiérrez Medina
Gustavo Gómez Cerón
María Celina Restrepo
Leonardo López Vergara
Rafael Carbonell Blanco
Omar Serrano Rueda
Mauricio Carvajal García
Raúl Puentes
Ana Patricia Delgado Meza
Ana Lucía Moreno Moreno
Javier Blanco Fernández

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
16,12%- Sin variación

EMGESA PANAMÁ, S.A.

Razón Social

Emgesa Panamá, S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima que no cotiza en bolsa ni es emisora de valores.

Domicilio

Ciudad de Panamá, Panamá

Objeto social

Compra, venta, importación y exportación de electricidad. Adicionalmente, la sociedad podrá dedicarse a la industria y al comercio en general, pudiendo celebrar todas las transacciones, operaciones, negocios, actos y actividades permitidas por las leyes panameñas a las sociedades anónimas aunque no estén expresamente mencionadas en este PACTO SOCIAL.

Actividades que desarrolla

Compra, venta, importación y exportación de electricidad.

Capital suscrito y pagado (M\$)

4.788

Directores

Lucio Rubio Díaz
Andrés Caldas Rico
Omar Serrano Rueda

Principales ejecutivos

Fernando Gutiérrez Medina
Andrés Caldas Rico
Elizabeth Laverde Enciso

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
16,12%- Sin variación

EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA

Razón social

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Rut

860.007.638-0

Dirección

Carrera 11 N° 93-52 Bogotá D.C.

Teléfono

(571) 7051800

Capital suscrito y pagado (M\$)

10.758.776

Objeto social

Empresa de servicios públicos de generación, comercialización y distribución de energía en el departamento de Cundinamarca y sus alrededores. Cuenta con la Planta de Generación de energía eléctrica Río Negro.

Actividades que desarrolla

Generación, comercialización y distribución de energía

Directores Titulares:

Mario Trujillo Hernandez
Jorge Pinzón Barragán
Ernesto Moreno Restrepo
Alvaro Cruz Vargas
Paulo Jairo Orozco Díaz
Carlos M. Restrepo Molina
Manuel Enrique Agámez

Directores Suplentes:

Fabiola Leal Castro
Iván Pinzón Amaya
Heliodoro Mayorga Moncada
Luis Alfonso Gonzalez Saavedra
David Feferbaum Gutfraind
Nidia Ximena León Corredor
Se encuentra vacante

Principales Ejecutivos:

Carlos Mario Restrepo Molina
Olga Pérez R.
Alba Marina Urrea Gómez
Diego Mauricio Muñoz Hoyos
Nidia Ximena León Corredor

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
8,77% (sin variación)

EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA

Razón social

Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT

96.783.910-8

Dirección

Chacabuco 31, Colina, Santiago, Chile

Teléfono

(56 2) 2844 4280

Capital suscrito y pagado (M\$)

82.222

Objeto social

Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Principales ejecutivos

Leonel Martínez Garrido
Gerente General

Participación de Enersis

(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

ENDESA ARGENTINA

Razón social
Endesa Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Objeto social
Efectuar inversiones en empresas destinadas a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y su comercialización, así como realizar actividades financieras, con excepción de aquellas reservadas por la ley exclusivamente a los bancos.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)
52.105.667

Directores titulares
José María Hidalgo Martín Mateos
José Miguel Granged Bruñen
María Inés Justo

Directores suplentes
Rodrigo Quesada
Mariana Cecilia Mariné
María Julia Nosetti

Participación de Enersis (directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

EN - BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS S.A.

Razón social
En- Brasil Comércio e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la republica federativa de Brasil.

Dirección
Praça Leoni Ramos nº 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)
233.655

Objeto social
La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, el comercio en general, incluso

importación y exportación, al por menor y al por mayor, de diversos productos, y la prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla
Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Principales Ejecutivos
Albino Motta da Cruz
Presidente
José Ignacio Pires de Medeiros

Participación de Enersis (directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

ENDESA BRASIL

Razón social
Endesa Brasil S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N°1, 7° andar, bloco 2 - Parte, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
188.292.374

Objeto social
La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico, incluyendo sociedades de prestación de servicios a empresas actuantes en tal sector, en Brasil o el exterior; la prestación de servicios de transmisión, distribución, generación o comercialización de energía eléctrica y actividades afines y la participación, individualmente o por medio de joint venture, sociedad, consorcio u otras formas similares de asociación, en licitaciones, proyectos y emprendimientos para ejecución de los servicios y actividades mencionadas anteriormente.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos
Ignacio Antoñanzas Alvear (Gerente General de Enersis S.A.)
Massimo Tambosco (Subgerente General de Enersis S.A.)
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque Ramiro Diego Alfonsín Balza (Gerente regional de Planificación y Control de Enersis S.A.)
Cristián Eduardo Fierro Montes
Joaquín Galindo Velez

Principales ejecutivos
Marcelo Llénenes Rebolledo
Gerente General

Aurelio Ricardo Bustillo de Oliveira
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
José Alves de Mello Franco
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Livia de Sá Baião
Teobaldo José Cavalcante Leal

Participación de Enersis (directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

Proporción de la inversión en activos de Enersis
6,29%

ENDESA CHILE

Razón social
Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
91.081.000-6

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.331.714.085

Objeto social
Generación y suministro de energía eléctrica, venta de servicios de consultoría e ingeniería en el país y en el extranjero y la construcción y explotación de obras de infraestructura.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica

Directorio
Jorge Rosenblut (Presidente)
Paolo Bondi (Vicepresidente)
Francesco Buresti
Vittorio Corbo Lioi
Felipe Lamarca Claro
Jaime Bauzá Bauzá
Enrique Andrés Cibié Bluth
Manuel Moran Casero
Alfredo Arahuetes García

Principales ejecutivos
Joaquín Galindo Vélez
Gerente General
Carlos Fernando Gardeweg Ried
Luz María Torm Silva
Francisca Moya Moreno
Juan Benabarre Benaiges
Claudio Iglesias Guillard
Luis Larumbe Aragón
Sebastian Fernandez Cox
José Venegas Maluenda
Carlos Martin Vergara

Relaciones comerciales
Cuenta corriente mercantiles, suministro de servicios de contabilidad, mesa de dinero y tesorería.

Participación de Enersis (directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
55,88%

ENDESA ECO

Razón social
Endesa Eco S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.313.310-9

Dirección
Santa Rosa 76, piso 12, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
98.664.033

Objeto social
Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas, Además tendrá por objeto promover y desarrollar proyectos de energía renovables identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Asimismo, la sociedad realizará o participará en toda clase de inversiones, en especial, relacionadas con el negocio eléctrico, especialmente, podrá efectuar, mantener y administrar las inversiones en proyectos energéticos vinculados a la sociedad de Gasoducto Atacama Compañía Limitada, Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada y Nor Oeste Pacífico Generación de Energía Limitada: así como en Administradora Proyecto Atacama S.A, o sus sucesoras legales, igualmente, el objeto de la sociedad abarcará el arriendo, la adquisición, venta administración y explotación, por cuenta propia o ajena, de toda clase de bienes muebles, inmuebles, valores mobiliarios y demás efectos de comercio, efectuar estudios y asesorías, prestar toda clase de servicios, incluyendo servicios de ingeniería, de inspección de obras, de inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de peritaje, de gestión de empresas en sus diversos campos, de asesoría ambiental, incluyendo la realización de estudios de impacto ambiental, en general de servicios de consultaría en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Juan Benabarre Benaiges
Sebastián Fernández Cox
Bernardo Canales Fuenzalida

Principales ejecutivos
Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

ENDESA FORTALEZA

Razón social
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección
Rodovia 422, Km 1 s/n, Complexo Industrial e Portuário de Pecém Caucaia – Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3464-4100

Capital suscrito y pagado (M\$)
35.500.663

Objeto social
Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Andrés Llêvenes Rebolledo
Ana Claudia Gonçalves Rebello
Luis Larumbe Aragón
(Gerencia de Planificación y Control Endesa Chile.)

Principales ejecutivos
Manuel Rigoberto Herrera Vargas
Gerente General

Raimundo Câmara Filho
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Ignácio Pires Medeiros
Aurelio de Oliveira
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Manuel Rigoberto Herrera Vargas

Participación de Enersis (Directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

ENERGEX

Razón social
Energex Co.

Tipo de sociedad
Compañía exenta, constituida en Cayman Islands, BWI

Dirección
Walker House, 87 Mary Street, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.788

Objeto social
La sociedad tiene como objetivo realizar todo negocio o actividad de acuerdo con la legislación de Cayman Islands. En el caso de los negocios y actividades referidas al área financiera, se exceptúan aquellas que la ley reserva a los bancos. Además tiene prohibición de efectuar negocios con firmas o personas domiciliadas en Cayman Islands.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Horacio Reyser
Gonzalo Alende
Ingrid Morales
Vacante

Participación de Enersis (directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.

Capital suscrito y pagado
R\$5.125.000,00.

Objeto Social La generación de energía eléctrica de origen eólica.	Capital suscrito y pagado (R\$) 1.839.000	Eduardo Ojea Quintana Fernando Gardeweg Ried Vacante
Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	Objeto social La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía; Participación en otras sociedades como socia, accionista, o cuotista e importación de máquinas y equipamientos para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de matriz eólica.	Principales ejecutivos Rudolf Araneda Kauert Gerente General
Administración Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira Newton Souza de Moraes Enrique de las Morenas Moneo Orlando Lopez	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	Participación de Enersis (directa e indirecta) 29,99% - Sin variación.
Participación de Enersis (directa e indirecta) 21.72% - Nueva	Administración Marcelo Llévénos Rebolledo Presidente Guilherme Gomes Lencastre Lívia de Sá Baião	GASATACAMA CHILE
ENEL GREEN POWER MODELO II EÓLICA S.A.	Participación de Enersis (directa e indirecta) 54,28% (sin variación)	Razón social GasAtacama Chile S.A.
Razón social Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.		Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada
Tipo de Sociedad Sociedad Anónima Cerrada.	GASATACAMA	RUT 78.932.860-9
Dirección Praça Leoni Ramos, N° 1, 5° andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.	Razón social GasAtacama S.A.	Dirección Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile
Objeto Social La generación de energía eléctrica de origen eólica.	Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Teléfono (562) 2366 3800
Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	RUT 96.830.980-3	Capital suscrito y pagado (M\$) 88.587.706
Capital suscrito y pagado R\$125.000,00.	Dirección Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Santiago, Chile	Objeto social La sociedad tiene por objeto: a) Explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) La compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) La venta y prestación de servicios de ingeniería; d) La obtención, compra, transferencia, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) El transporte de gas natural, por sus propios medios o en conjunto con terceras personas dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con ello; f) Invertir en toda clase de bienes, corporales o incorporales, muebles o inmuebles; g) La organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente.
Administración Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira Newton Souza de Moraes Enrique de las Morenas Moneo Orlando Lopez	Teléfono (562) 2366 3800	
Participación de Enersis (directa e indirecta) 21,72% - Nueva	Capital suscrito y pagado (M\$) 139.558.874	
EÓLICA FAZENDA NOVA	Objeto social La sociedad tendrá por objeto: a) La administración y dirección de las sociedades Gasoducto Atacama Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina Limitada, GasAtacama Generación Limitada y de las demás sociedades que acuerden los socios; b) La inversión de sus recursos, por cuenta propia o ajena, en toda clase de bienes muebles o inmuebles, corporales o incorporales, valores, acciones y efectos de comercio.	
Razón social Eólica Fazenda Nova o Geração e Comercialização de Energia S.A.	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.	
Tipo de sociedad Sociedad Anónima Cerrada	Directores titulares Raúl Sotomayor Valenzuela (Presidente) Joaquín Galindo Vélez Gonzalo Dulanto Letelier Claudio Iglesias Guillard	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica y transporte de gas.
Dirección Rua Felipe Camarão, n° 507, sala 104, Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil	Directores suplentes Juan Benabarre Benaiges	
Teléfono (5521) 3607 9500		

Directorio
Raúl Sotomayor Valenzuela
Joaquín Galindo Vélez
Gonzalo Dulanto Letelier
Claudio Iglesias Guillard

Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Eduardo Ojea Quintana
Fernando Gardeweg Ried
Vacante

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón social
Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
78.952.420-3

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes,
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M\$)
99.670.644

Objeto social
La sociedad tiene por objeto el transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto. Esta sociedad estableció una Agencia en Argentina, bajo el nombre "Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina", y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Directores titulares
Rafael Zamorano Chaparro
Gustavo Venegas Castro
Pedro de la Sotta

Directores suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

GASODUCTO TALTAL

Razón social
Gasoducto Taltal S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
77.032.280-4

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes,
Santiago, Chile.

Teléfono
(562) 2366 3800

Objeto social
El transporte, comercialización y distribución de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno, especialmente entre las localidades de Mejillones y Paposo en la II Región, incluyendo la construcción emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Actividades que desarrolla
Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
18.638.522

Directores titulares
Rafael Zamorano Chaparro
Gustavo Venegas Castro
Pedro de la Sotta

Directores suplentes
Luis Cerda Ahumada
Mario Guevara Esturillo
Alejandro Sáez Carreño

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

GENERANDES PERÚ

Razón social
Generandes Perú S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real
4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Teléfono
(511) 215 6300

Capital suscrito y pagado (M\$)
186.073.314

Objeto social
La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Ignacio Blanco Fernández
Alberto Briand Rebaza Torres
Joaquín Galindo Vélez
Raffaele Enrico Grandi
José Agustín Venegas Maluenda
Rafael Fauquie Bernal
Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada
Alberto Triulzi Mora

Directores suplentes
Guillermo Lozada Pozo
Rafael Alcázar Uzátegui
Julían Cabello Yong
Carlos Rosas Cedillo
José María Hidalgo Martín-Mateos
Gonzalo Adolfo De Las Casas Salinas
Claudio Iglesias Guillard
Eric Andrés Añorga Müller

Principales ejecutivos
Carlos Luna Cabrera (Gerente General)
Gonzalo Gil Plano (Gerente de Finanzas)

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
36,59% - sin variación.

GNL CHILE

Razón social
GNL Chile S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.418.940-K

Dirección
Rosario Norte 530, oficina 1303, Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2892 8000

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.448.886

Objeto social
La Sociedad tendrá por objeto: a) contratar los servicios de la compañía de regasificación de gas natural licuado (“GNL”) GNL Quintero S.A. y utilizar todas la capacidad de almacenamiento, procesamiento, regasificación y entrega de gas natural y GNL del terminal de regasificación de propiedad de la misma, incluyendo sus expansiones, si las hubiere, y cualquier otra materia estipulada en los contratos que la sociedad suscriba al efecto para usar el terminal de regasificación; b) importar GNL conforme a contratos de compraventa de GNL; c) la venta y entrega de gas natural y GNL conforme a los contratos de compraventa de gas natural y GNL que celebre la sociedad con sus clientes; d) administrar y coordinar las programaciones y nominaciones de cargamentos de GNL, así como la entrega de gas natural y GNL entre los distintos clientes; y e) cumplir todas sus obligaciones y exigir el cumplimiento de todos sus derechos al amparo de los contratos antes singularizados y coordinar todas las actividades al amparo de los mismos y, en general, realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir el objeto señalado.

Actividades que desarrolla
Importación y comercialización de gas natural.

Directorio
José Agustín Venegas Maluenda
Julio Bertrand Planella
Klaus Lührmann Poblete

Directores suplentes
Juan Oliva Vásquez
Gonzalo Palacios Vásquez
Fernando Promis Baeza

Principales Ejecutivos
Alejandro Palma Rioseco
Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
19,99% - Sin variación.

GNL QUINTERO

Razón social
GNL Quintero S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.788.080-4

Dirección
Rosario Norte 532, oficina 1604, Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2499 0900

Capital suscrito y pagado (M\$)
54.609.413

Objeto social
a) El desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (“GNL”) y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, de haberlas, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL a través de un patio de carga en camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías (el “Terminal de Regasificación”); así como cualquier otra actividad conducente o relativa a dicho objeto; incluyendo, pero no limitado a, la dirección y gestión de todos los acuerdos comerciales necesarios para la recepción de GNL o la entrega de éste a clientes, regasificación de GNL, entrega de gas natural, y venta de los servicios y capacidad de almacenaje, procesamiento, regasificación, carga y descarga del Terminal de Regasificación y de entrega de GNL (el “Proyecto”) y de sus expansiones, de haberlas; y b) la prestación de servicios de gestión y asesoría administrativa en general, necesaria para la correcta operación de la empresa, a la Sociedad Comercializadora, según este término se define en el numeral trece cuatro del artículo Décimo Tercero del pacto social y que actualmente se denomina GNL Chile S.A. La sociedad tendrá la facultad de realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir con los objetos señalados.

Actividades que desarrolla
Descarga, almacenamiento y regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural.

Directorio
Claudio Iglesias Guillard
Diego Hollweck
Julio Vertrand Planella
Francesco Gazmuri Schleyer
Jesús Saldaña

Directores Suplentes
Juan Oliva Vásquez
Carlos Quintana
Fernando Promis Baeza
Victor Turpaud Fernández
Rafael González

Principales ejecutivos
Antonio Bacigalupo Gittins
Gerente General

Participación de Enersis (directa e indirecta)
12% - Sin variación.

HIDROINVEST

Razón social
Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima constituida en Buenos Aires, Republica de Argentina

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
35.137.643

Objeto social
Adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica Alicura S.A. y/o en Hidroeléctrica El Chocón S.A. y/o Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. (“las sociedades concesionarias”) creadas por decreto del Poder Ejecutivo Nacional 287/93 y administrar dichas inversiones.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Joaquín Galindo Vélez
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Fernando Claudio Antognazza
Eduardo Escaffi Johnson (Gerente Regional de Finanzas de Enersis S.A.)
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Carlos Martín Vergara

Directores suplentes
Francisco Monteleone
Jorge Raúl Burlando Bonino
Daniel Garrido
Rodolfo Bettinsoli
Fernando Boggini
Rodrigo Quesada
Sergio Camps
Oscar Rigueiro

Participación de Enersis (directa e indirecta)
57,64% - Sin variación.

ICT

Razón social
ICT Servicios Informáticos Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

RUT
76.107.186-6

Dirección
Santa Rosa 76, piso 9

Teléfono
(562) 2353 4606

Capital suscrito y pagado (M\$)
500.000

Objeto social
La prestación de servicios de consultoría en materias relacionadas con las tecnologías de la información y de la informática, las telecomunicaciones y la transmisión de datos.

Actividades que desarrolla
Servicios de consultoría en materia de tecnología, de la información e informática, telecomunicaciones, transmisión de datos; adquirir y enajenar toda clase de bienes del giro.

Ejecutivos Principales
Pedro Carrizo Polanco
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,99%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,02%

INGENDESA DO BRASIL

Razón Social
Ingendesa do Brasil Ltda.

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, N° 1, parte, São Domingos, Niterói - RJ, Brasil.

Objeto Social
Comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, representación comercial de empresas de ingeniería nacionales y extranjeras, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Capital Suscrito y Pagado
M\$48.203

Apoderado
Sergio Ribeiro Campos

INMOBILIARIA MANSO DE VELASCO

Razón social
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
79.913.810-7

Dirección
Miraflores 383, piso 29, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2378 4700

Objeto social
La adquisición, enajenación, comercialización y explotación de bienes raíces y sociedad de inversiones.

Actividades que desarrolla
Inmobiliaria.

Capital suscrito y pagado (M\$)
25.916.800

Apoderados
Andrés Salas Estrades
Fernando Gardeweg Ried
(Gerente Finanzas Nacionales Enersis)

Principales ejecutivos
Andrés Salas Estrades
Gerente General

Hugo Ayala Espinoza
Jorge Carnevali Flores

Relaciones comerciales
Arrendamiento de inmuebles, prestación de servicios de mesa de dinero, contabilidad, tributaria y otros. Cuenta corriente mercantiles.

Participación de Enersis
100% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,21%

INVERSIONES DISTRILIMA

Razón social
Inversiones DISTRILIMA S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima cerrada

Dirección
Jr. Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel, Lima, Perú.

Teléfono
(511) 561 1604

Capital suscrito y pagado (M\$)
37.643.913

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Para realizar su objeto social y practicar las actividades vinculadas a él la sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas. Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores
La Junta General de accionistas del 29/03/2011 acordó el cambio de denominación social, de la Sociedad Anónima a Sociedad Anónima cerrada sin directorio.

Principales ejecutivos
Ignacio Blanco Fernández
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
64,90% sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
0,51%

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
25,49% - Sin variación.

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón social
Inversiones Gasatacama Holding Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Ltda.

RUT
76.014.570-K

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Objeto social
La sociedad tiene por objeto: a) la participación directa o indirecta a través de cualquier tipo de asociación, en sociedades que tengan por objeto una o más de las siguientes actividades: i) el transporte de gas natural en cualquiera de sus

formas; ii) la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica, iii) financiamiento de las actividades señaladas en i) y ii) precedente que desarrollan terceros relacionados y; b) la percepción e inversión de los bienes que se inviertan, quedando comprendidas las actividades lucrativas relacionadas a las ya citadas

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)
159.684.942

Directorio
Raúl Sotomayor Valenzuela
Joaquín Galindo Vélez
Fernando Gardeweg Ried
Gonzalo Dulanto Letelier

Directores suplentes
Juan Benabarre Benaiges
Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Ojea Quintana
Vacante

Principales ejecutivos
Rudolf Aranceda Kauert
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

INVERSORA CODENSA S.A.S.

Razón social
Inversora Codensa S.A.S.

Tipo de sociedad
Sociedad por acciones simplificada

Dirección
Carrera 11 N°82-76, Piso 4, Bogotá, Colombia

Teléfono
(571) 601 6060

Capital social (\$Colombianos)
5.000.000

Objeto social
Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos de energía, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Representante legal
David Felipe Acosta Correa

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
21,73% - Sin variación.

INVESTLUZ

Razón social
Investluz S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección
Rua Padre Valdevino, N° 150-Parte, Fortaleza,
Ceará, Brasil

Teléfono
(5585) 3216 1350

Capital suscrito y pagado (M\$)
223.052.176

Objeto social
Participar del capital social de la Companhia Energetica do Ceará y en otras sociedades, en Brasil y en el exterior, en calidad de socio o accionista.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Administración
Abel Alves Rochinha
Presidente
Olga Jovana Carranza Salazar
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Cristine de Magalhães Marcondes

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,10% (sin variación)

LUZ ANDES

Razón social
Luz Andes Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
96.800.460-3

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2634 6310

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.224

Objeto social
Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Principales ejecutivos
Claudio Inzunza Díaz
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

PEHUENCHE

Razón social
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
96.504.980-0

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Objeto social
Generar, transportar, distribuir y suministrar energía eléctrica, pudiendo para tales efectos, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)
200.319.020

Directorio
Alan Fischer Hill
Alejandro García Chacón
Humberto Espejo Paluz
Fernando Gardeweg Ried
Vacante

Principales ejecutivos
Lucio Castro Márquez
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,57% - Sin variación.

PROGAS

Razón social
Progas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
77.625.850-4

Dirección
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Objeto social
Desarrollar en la regiones I, II y III del país, la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural y de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales y ejecución de obras relacionadas con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su ejecución y desarrollo; toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

Actividades que desarrolla
Suministro de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.526

Directorio
Rudolf Araneda Kauert
Luis Cerda Ahumada
Pedro De La Sotta Sánchez

Principales ejecutivos
Alejandro Sáez Carreño
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

SACME

Razón social
Sacme S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avda. España 3251, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4361 5107

Capital suscrito y pagado
(\$Argentinos)
12.000

Objeto social
Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Representar a las Sociedades Distribuidora Edenor S.A. y Edesur S.A., en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla
Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares
Ricardo Héctor Sericano
Osvaldo Ernesto Rolando
Leandro Ostuni
Eduardo Maggi

Directores suplentes
Abel Cresta
Leonardo Félix Druker
José Luis Marinelli
Pedro Rosenfeld

Principales ejecutivos
Francisco Cerar

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
32,69% - Sin variación.

SAN ISIDRO

Razón social
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.783.220-0

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2630 9000

Objeto social
Generar, transportar, distribuir y suministrar energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones, mercedes y derechos respectivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)
130.047.401

Directorio
Alan Fischer Hill
Alejandro García Chacón
Pedro Gatica Kerr
Humberto Espejo Paluz
Ricardo Santibáñez Zamorano

Directores suplentes
Osvaldo Muñoz Díaz
Carlo Carvallo Artiga
Claudio Betti Pruzzo
Rodrigo Naranjo Martorell
Enrique Lozán Jiménez

Principales ejecutivos
Claudio Iglesias Guillard
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,35% - Sin variación.

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Carrera 13 A N° 93-.66, piso 2 Bogotá, D.C. Colombia.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.571

Objeto social
La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: 1. La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados, su administración y operación, el desarrollo y explotación de puertos multipropósito, conforme a la ley, entre otros.

Directorio
Fernando Gutiérrez Medina
Juan Manuel Pardo
Leonardo López Vergara

Directores Suplentes
Gustavo Gómez Cerón
Alba Lucía Salcedo
Luís Fernando Salamanca

Principales ejecutivos
Fernando Gutiérrez Medina
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
16,37%

SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA

Razón social
Southern Cone Power Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(54 11) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
2.086.965

Objeto social
Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros. Asimismo, la sociedad podrá mantener participaciones societarias en compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones

Directorio
José María Hidalgo Martín Mateos
José Miguel Granged Bruñen
Roberto José Fagan

Directores suplentes
Fernando Claudio Antognazza

Participación de Enersis (directa e indirecta)
59,98% Sin variación.

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN

Razón social
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Elvia Rawson de Dellepiane 150, piso 9, Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
(511) 561 0386

Capital suscrito y pagado (M\$)
48.695

Objeto social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del “Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004”, aprobado mediante la resolución SE N°

1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
José María Vázquez
Claudio O. Majul
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Omar Ramiro Alcacibiur
Jorge Aníbal Rauber
Gerardo Carlos Paz
Mariana Patricia Schoua
Jorge Ravlich

Directores suplentes
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Adrián Gustavo Salvatore
Leonardo Pablo Katz
Milton Gustavo Tomás Longobardo
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Rigoberto Orlando Mejía Aravena

Principales ejecutivos
Claudio Omar Majul
Gerente General - Gerente de Administración y Finanzas
Fernando Rabita - Gerente Operativo de Planta
Guillermo Paillet - Gerente Comercial

Participación de Enersis (directa e indirecta)
8,32%- Sin variación.

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO

Razón social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Domicilio
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(511) 561 0386

Capital suscrito y pagado (M\$)
48.690

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del “Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE N° 1427/2004”, aprobado mediante la Resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Directores Titulares

Jorge Aníbal Rauber
Milton Gustavo Tomás Pérez
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Adrián Salvatore
José María Vázquez
Gerardo Carlos Paz
Mariana Schoua
Jorge Ravlich

Directores Suplentes
Gabriel Omar Ures
Omar Ramiro Alcacibur
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Leonardo Marinaro
Leonardo Pablo Katz
Patricio Testorelli
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Rigoberto Mejía Aravena

Principales Ejecutivos
Daniel Garrido
Gerente General

Gustavo Manifesto
Óscar Zapiola
Sergio Schmois

Participación de Enersis (directa e indirecta)
8,32% - Sin variación.

TESA

Razón social
Transportadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11, Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
(5411) 4394 1161

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.967.132

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional, y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines, incluyendo expresamente pero no limitado a, constituirse como parte en contratos de construcción, operación y mantenimiento para el inicio y/o ampliación de líneas de transporte de energía eléctrica, participar en la financiación de

proyectos relacionados directa o indirectamente con dichos emprendimientos como prestataria y/o prestamista y/o garante y/o avalista, a cuyo efecto podrá otorgar garantías a favor de terceros. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica.

Directores
José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme Gomes Lencastre
Arturo Miguel Pappalardo

Directores suplentes
José Venegas Maluenda
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos
Arturo Pappalardo
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
54,30% (sin variación)

TRANSQUILLOTA

Razón social
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
77.017.930-0

Dirección
Ruta 60, km 25, Lo Venecia, Comuna de Quillota,
V Región de Valparaíso

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.404.446

Objeto social
Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Apoderados
Juan Eduardo Vásquez Moya
Gabriel Carvajal Menegóñez
Ricardo Santibáñez Zamorano

Apoderados suplentes
Eduardo Calderón Avilés
Carlos Ferruz Bunster
Ricardo Sáez Sánchez

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
29,99% - Sin variación.

TÚNEL EL MELÓN

Razón social
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.671.360-7

Dirección
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2690 5081

Capital suscrito y pagado (M\$)
19.028.480

Objeto social
Ejecutar, construir, conservar y explotar la obra pública denominada Túnel El Melón y prestar los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas.

Actividades que desarrolla
Concesionaria de obra pública.

Directorio
Eduardo Escaffi Johnson
(Gerente Regional de Finanzas de Enersis S.A.)
Luis Larumbe Aragón
Sebastián Fernández Cox

Principales ejecutivos
Maximiliano Ruiz Ortíz
Gerente General

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación.

Notas:

1. No hay actos o contratos celebrados por Enersis S.A. con sus filiales o coligadas que influyan significativamente en las operaciones de Enersis S.A.
2. En las filiales y coligadas que no incluyen el ítem proporción sobre activo de Enersis, Enersis no posee inversión directa.
3. En las filiales y coligadas que no incluyen el ítem relaciones comerciales, Enersis no posee relación comercial.

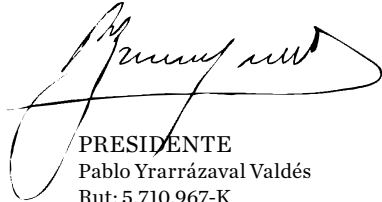
18

declaración de responsabilidad



Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Enersis y el Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la norma de carácter general N°30, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros.



PRESIDENTE
Pablo Yrarrázaval Valdés
Rut: 5.710.967-K



VICEPRESIDENTE
Andrea Brentan
Pasaporte: YA0688158



DIRECTOR
Rafael Miranda Robredo
Rut: 48.070.966-7



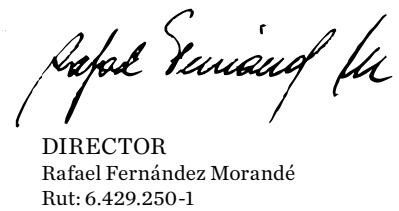
DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Rut: 4.132.185-7



DIRECTOR
Eugenio Tironi Barrios
Rut: 5.715.860-3



DIRECTOR
Leonidas Vial Echeverría
Rut: 5.719.922-9



DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
Rut: 6.429.250-1



GERENTE GENERAL
Ignacio Antoñanzas Alvear
Rut: 22.298.662-1





estados financieros consolidados



Informe de los Inspectores de Cuentas



INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

Conforme a lo dispuesto por la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y en cumplimiento al mandato conferido por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de Abril de 2012, hemos procedido a examinar los Estados Financieros de Enersis S.A., por el ejercicio comprendido entre el 1° de Enero y el 31 de Diciembre de 2012.

Nuestra labor se centró en la verificación, sobre una base selectiva, de la coincidencia de las cifras expuestas en los estados financieros con los registros oficiales de la Compañía y para tal efecto comparamos las cifras presentadas en el libro mayor con las planillas de agrupación y clasificación, para posteriormente estos montos, que representan sumas de cuentas de un mismo rubro, ver si coincidían con los incluidos en los estados finales, revisión que no mereció ningún reparo.



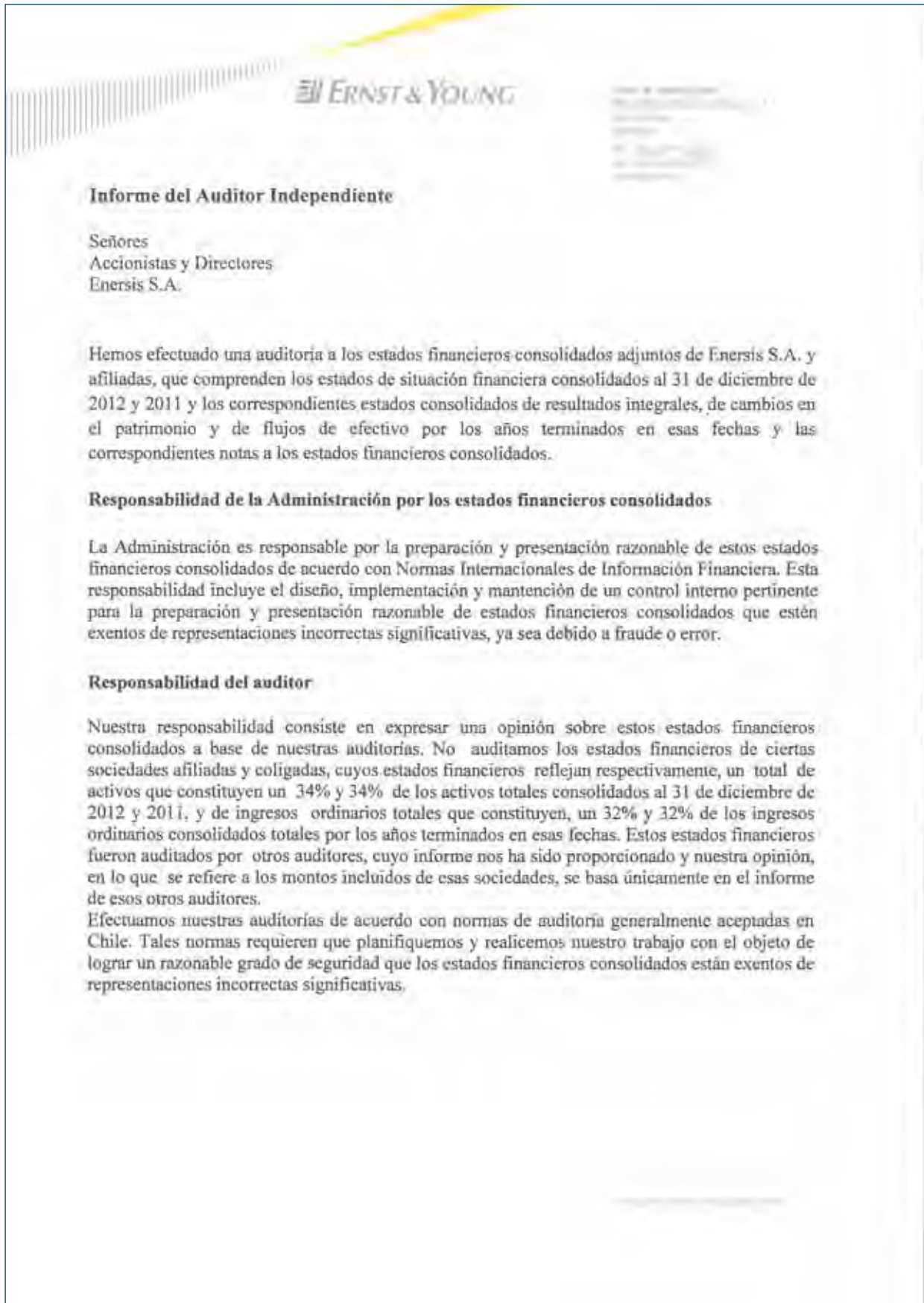
Roberto Lausen Kuhlmann
Inspector de Cuenta



Luis Bone Solano
Inspector de Cuenta

Santiago, 28 de Enero de 2013.

Carta de los Auditores Independientes



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

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

Opinión

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

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

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


Rubén López D.

Santiago, 30 de enero de 2013

ERNST & YOUNG LTDA.

Estados de Situación Financiera Consolidados

Clasificado al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

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

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

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

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2012 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	6.260.309.229	6.254.252.089	6.179.229.824
Otros ingresos, por naturaleza	25	317.358.085	280.628.255	384.351.289
Total de Ingresos		6.577.667.314	6.534.880.344	6.563.581.113
Materias primas y consumibles utilizados	26	(3.717.125.487)	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)
Margen de Contribución		2.860.541.827	2.996.445.615	3.041.934.859
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		48.853.687	50.173.112	44.869.365
Gastos por beneficios a los empleados	27	(416.345.140)	(378.552.126)	(374.678.013)
Gasto por depreciación y amortización	28	(442.854.723)	(424.900.036)	(449.017.275)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(43.105.193)	(136.157.459)	(108.373.429)
Otros gastos por naturaleza	29	(510.125.910)	(540.698.397)	(450.434.769)
Resultado de Explotación		1.496.964.548	1.566.310.709	1.704.300.738
Otras ganancias (pérdidas)	30	14.831.474	(4.814.294)	11.983.434
Ingresos financieros	31	264.709.235	233.612.869	171.236.948
Costos financieros	31	(453.447.437)	(465.411.363)	(438.358.251)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	9.845.902	8.465.904	1.015.739
Diferencias de cambio	31	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474
Resultado por unidades de reajuste	31	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.305.453.216	1.333.377.312	1.446.695.376
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		377.350.521	375.471.254	486.226.814
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		516.211.461	497.069.366	614.461.594
GANANCIA (PÉRDIDA)		893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	11.56	11.50	14.89
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	11.56	11.50	14.89
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	11.56	11.50	14.89
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	11.56	11.50	14.89

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

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

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estado de Cambios en el Patrimonio

Por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010
(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2012	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(217.342.727)	27.904.293	(742.368)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			-		742.368
Total de cambios en patrimonio	-	-	(217.342.727)	27.904.293	-
Saldo Final al 31/12/2012	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-

Saldo Inicial al 01/01/2011	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			60.106.895	(41.093.728)	(25.887.747)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			3.236.883		25.887.747
Total de cambios en patrimonio	-	-	63.343.778	(41.093.728)	-
Saldo Final al 31/12/2011	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2010	2.824.882.835	158.759.648	196.973.210	26.100.491	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(83.694.320)	14.682.972	(20.528.498)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	20.528.498
Total de cambios en patrimonio	-	-	(83.694.320)	14.682.972	-
Saldo Final al 31/12/2010	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-

Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
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
			377.350.521	377.350.521	516.211.461	893.561.982
(189)	28	(190.180.963)		(190.180.963)	(142.979.930)	(333.160.893)
				187.169.558	373.231.531	560.401.089
			(188.298.192)	(188.298.192)		(188.298.192)
	(801.401)	(59.033)	(742.368)	(801.401)	(303.686.775)	(304.488.176)
(189)	(801.373)	(190.239.996)	188.309.961	(1.930.035)	69.544.756	67.614.721
13.647	(1.498.010.369)	(1.511.122.753)	2.421.278.841	3.893.798.571	3.069.970.007	6.963.768.578
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
			375.471.254	375.471.254	497.069.366	872.540.620
(27.989)	-	(6.902.569)		(6.902.569)	105.696.031	98.793.462
				368.568.685	602.765.397	971.334.082
			(209.886.734)	(209.886.734)		(209.886.734)
	8.682.538	37.807.168	(36.305.149)	1.502.019	(380.823.466)	(379.321.447)
(27.989)	8.682.538	30.904.599	129.279.371	160.183.970	221.941.931	382.125.901
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 Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
41.699	(1.505.891.534)	(1.282.776.134)	1.817.613.206	3.518.479.555	2.858.524.089	6.377.003.644
			486.226.814	486.226.814	614.461.594	1.100.688.408
126	-	(89.539.720)		(89.539.720)	(55.384.316)	(144.924.036)
				396.687.094	559.077.278	955.764.372
			(179.622.013)	(179.622.013)		(179.622.013)
-	-	20.528.498	(20.528.498)	-	(639.118.047)	(639.118.047)
126	-	(69.011.222)	286.076.303	217.065.081	(80.040.769)	137.024.312
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

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

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

(En miles de pesos)

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

Estados Financieros Consolidados

Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

(En miles de pesos)

Nota 1 Actividad y Estados Financieros del Grupo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nota 2

Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables

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

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

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

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

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011.
Enmienda a NIC 12: Impuestos a las ganancias	
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".	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2012.

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

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

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 1: Presentación de estados financieros</p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2012.</p>
<p>NIIF 10: Estados financieros consolidados</p> <p>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).</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 11: Acuerdos conjuntos</p> <p>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.</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>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 13: Medición del valor razonable</p> <p>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 27: Estados financieros separados</p> <p>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.</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>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.</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>Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados</p> <p>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.</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>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.</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>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.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero 2015.</p>
<p>Mejoras a las NIIF</p> <p>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 1, NIC 1, NIC 16, NIC 32 y NIC 34.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Guía de transición (Enmiendas a NIIF 10, 11 y 12)</p> <p>Las enmiendas clarifican la guía de transición de NIIF 10. Adicionalmente, estas enmiendas simplifican la transición de NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, limitando los requerimientos de proveer información comparativa ajustada para solamente el periodo comparativo precedente. Por otra parte, para revelaciones relacionadas con entidades estructuras no consolidadas, las enmiendas remueven el requerimiento de presentar información comparativa para periodos anteriores a la primera aplicación de NIIF 12.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión</p> <p>Bajo los requerimientos de la NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión sean medidas a valor razonable con cambio en resultados, en lugar de consolidarlas.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero 2014.</p>

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

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

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

Estados de Situación Financiera Consolidados	31/12/2012 Actual M\$	31/12/2012 Con NIIF 11 M\$
Activos Corrientes	2,354,518,433	2,290,188,930
Activos no Corriente	10,963,315,207	10,947,105,000
TOTAL DE ACTIVOS	13,317,833,640	13,237,293,930
Pasivos Corrientes	2,381,112,235	2,346,730,725
Pasivos no Corrientes	3,972,952,827	3,932,356,159
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3,893,798,571	3,893,798,572
Participaciones no controladoras	3,069,970,007	3,064,408,474
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	13,317,833,640	13,237,293,930
Estado de Resultados Consolidados		
Total de Ingresos	6,577,667,314	6,495,953,449
Materias primas y combustibles utilizados	(3,717,125,487)	(3,695,022,919)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2,860,541,827	2,800,930,530
Resultado Bruto de Explotación	1,982,924,464	1,947,859,229
Depreciaciones, amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(485,959,916)	(477,096,461)
Resultado Explotación	1,496,964,548	1,470,762,768
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1,305,453,216	1,299,688,888
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	377,350,521	377,350,521
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	516,211,461	515,662,446
GANANCIA (PÉRDIDA)	893,561,982	893,012,967

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

Estas estimaciones se refieren básicamente a:

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

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

2.4 Entidades filiales y de control conjunto

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

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

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

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

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

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

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

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Variaciones del perímetro de consolidación del Grupo Enersis” se detallan aquellas sociedades que ingresaron al perímetro, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%

Aunque el Grupo Enersis posee una participación inferior al 50% en Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”), y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”), tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que el Grupo, directa o indirectamente, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce el control de las citadas sociedades.

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo Enersis posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante “Aysén”), tiene la consideración de “sociedad de control conjunto” ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada sociedad.

2.5 Sociedades Asociadas

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

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

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

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

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

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

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

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

Nota 3

Criterios Contables Aplicados

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

a) Propiedades, plantas y equipos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Propiedad de inversión

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

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

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

c) Plusvalía

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

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

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

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

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

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

d.1) Concesiones

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

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

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

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

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

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

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

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

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

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

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

d.3) Otros activos intangibles

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

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

e) Deterioro del valor de los activos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

f) Arrendamientos

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

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

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

g) Instrumentos financieros

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

g.1) Activos financieros no derivados

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

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

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

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

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

g.3) Pasivos financieros excepto derivados

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

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

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

g.4) Derivados y operaciones de cobertura

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

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

h) Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación

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

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

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

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

i) Inventarios

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

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

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

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

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

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

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

k) Acciones propias en cartera

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

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

l) Provisiones

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

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

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su

naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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

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

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

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

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

o) Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

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

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

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

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

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

q) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

r) Dividendos

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

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

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

s) Sistemas de retribución basados en acciones

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

t) Estado de flujos de efectivo

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

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

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

Nota 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) **Cientes 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) **Cientes libres:** Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW, como se señaló en el punto anterior, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.
- (iii) **Mercado Spot o de corto plazo:** Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

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

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

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

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

Resto de Latinoamérica

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

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

En cuanto a las principales características del negocio de generación eléctrica, se puede señalar que en términos generales se trata de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. La excepción la constituyen Brasil, país en el cual, a partir

de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo cuotas de capacidad por tecnología (licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables) o directamente licitando proyectos específicos; y Argentina, donde, pese a que el gobierno ha promovido algunas iniciativas para incentivar la inversión, tales como “Energía Plus”, el aumento en capacidad instalada no ha sido el esperado, lo que lo ha llevado a plantear un nuevo modelo que ha denominado “Costo Plus” de regulación directa de tipo monopólica u oligopólica, que tiene los siguientes “principios declarados”:

- i) Se aplicará una renta a cada empresa sobre la suma de patrimonio neto y deuda financiera, restándole activos redundantes.
- ii) Se reconocerá una “ganancia razonable” y
- iii) se reconocerán los costes de operación eficientes..

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

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

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

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

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

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

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

4.2 Distribución

Aspectos Generales

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

Chile

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

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

Resto de Latinoamérica

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

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

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

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

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

En Argentina, las tarifas estuvieron congeladas después del default del país en 2001. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. A partir de este año se efectuaron reajustes en las tarifas (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) y reajustes por inflación (mecanismo de monitoreo de costos, MMC); el último ajuste por aplicación del mecanismo MMC correspondió al período mayo 2007-octubre 2007 y se mantienen pendientes los ajustes MMC no trasladados a tarifa para los períodos posteriores

a esta fecha. En julio de 2008 se autorizaron aumentos para clientes con consumo superior a 650 kWh-bimestre y en octubre de 2008 se decretó un aumento para consumos superiores a 1.000 kWh-mes; este último aumento es un pass-through a los generadores cuya aplicación fue suspendida entre junio y septiembre de 2010, y reanudada en octubre de 2010. Durante los primeros meses de 2010 Edesur presentó los cuadros tarifarios resultantes de la aplicación de la Res. N° 467/08 e información complementaria solicitada por ENRE. A finales de 2011 el Gobierno anunció la reducción de subsidios estatales; se estableció un aumento de los precios estacionales para clientes de determinadas actividades comerciales e industriales, así como para algunos segmentos de clientes residenciales en zonas geográficas específicas. A finales de 2012 el ENRE estableció la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a conformar un fideicomiso que financiará obras de infraestructura y mantenimientos correctivos, y cuyos fondos son a cuenta de los créditos y débitos que determine el regulador al momento de realizarse la RTI. A la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión.

- **Mercado de clientes no regulados**

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

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

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

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

- **Límites a la integración y concentración.**

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

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

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

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

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

- **Acceso a la Red.**

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

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

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

Nota 5

Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Efectivo en caja	16.948.408	1.287.851	279.960
Saldos en bancos	331.157.493	269.065.858	186.975.512
Depósitos a corto plazo	356.138.051	398.152.529	518.742.837
Otros instrumentos de renta fija	153.136.066	551.415.030	255.356.728
Total	857.380.018	1.219.921.268	961.355.037

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

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

Moneda	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
\$ Chilenos	226.886.433	535.594.942	322.190.328
\$ Arg	14.179.164	27.058.157	45.357.753
\$ Col	320.331.513	268.199.899	150.964.209
Real	195.713.686	278.155.164	309.896.646
Soles	58.875.208	38.902.348	39.467.666
US\$	41.394.014	72.010.758	93.478.435
Total	857.380.018	1.219.921.268	961.355.037

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

Desapropiaciones de subsidiarias	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 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

Nota 6 Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.851.324	2.805.803
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	31.468	86.852
Inversiones financieras disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)			375.227.434	
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	27.045.746	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	51.876	748.078	32.384.466	12.178.355
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	194.196.327	-	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	-	47.504	-	-
Otros activos	252.595	143.638	1.575.479	1.490.091
Total	194.500.798	939.220	439.115.917	37.355.061

(*) Ver nota 20.1.a

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión.

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

Nota 7 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-12		31-12-11	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.032.346.845	202.977.693	1.166.221.729	444.327.960
Deudores comerciales, bruto	902.109.285	163.265.685	1.064.989.760	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	130.237.560	39.712.008	101.231.969	261.940.267

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-12		31-12-11	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	869.204.566	202.977.693	977.602.388	443.328.450
Deudores comerciales, neto	751.946.915	163.265.685	877.696.508	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	117.257.651	39.712.008	99.905.880	261.940.267

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

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

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

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

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	129.206.102	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	11.822.289	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	22.832.886	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	123.065.090	114.487.265
Total	286.926.367	264.470.360

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

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

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

Castigos de deudores incobrables

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

d) Información adicional:

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

Nota 8

Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

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

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

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

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

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	34.666	208.118	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	43.591	30.857	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.165	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7.407	4.230	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	22.457	107	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	95.399	7	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	23.890	311.013	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	578	-	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	71.721	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	764.937	630.091	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Venta de Energía	Menos de 90 días	3.284.701	2.135.015	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Peajes	Menos de 90 días	20.286.684	21.546.570	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	5.788.317	158.079	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	-	16.724	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	771.985	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos y reducción de capital	Menos de 90 días	-	8.926.072	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	546.833	591.541	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	379.802	379.862	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	784.741	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36.340	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	17.256	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	42.019	317.563	-	-
Total							33.028.911	35.282.592	-	-

(*) Ver nota 20.3

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	162.847	995.885	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	105.569	130.841	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	69.349.995	69.240.261	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	17.925.206	27.306.717	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Mas de un año	-	1.207.252	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	216.029	182.599	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	15.896	60.659	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	109.529	152.402	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	54.607	538.373	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días	7.234.142	19.615.744	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energía	Menos de 90 días	20.595.952	21.546.571	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.081	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	752	68.039	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	25.884.955	8.517.317	-	-
Extranjera	Carbox S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra de Carbón	Menos de 90 días	-	5.586.847	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	4.556.927	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	32.200	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	846	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	34.487	124.977	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	373.944	1.613.683	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	13.589	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	37.551	44.705	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	48.086	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	7.402	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4.782	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	80.928	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	407	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	222.468	-	-
Total							146.827.411	157.177.638	-	-

(*) Ver nota 20.3

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

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-12-12 Totales M\$	31-12-11 Totales M\$	31-12-10 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	47.905	57.534	162.670
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(56.482)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(5.725.765)	(13.352.506)	(14.267.877)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	233.512	210.546	191.034
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	267.642	97.878	3.512
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	50.410	48.844	39.585
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	(15.119)	118.904	(178.114)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	(4.490)	-
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	23.148	70.331
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(1.165)	(7.380)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	75.041	127.091
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(41.522.504)	-	-
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(705.859)	-	-
Extranjera	Eléctrica Cabo Blanco S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	-	2.705
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	23.890	598.940	395.480
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(168.238.842)	(132.888.115)	(143.303.323)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(34.209.731)	(28.679.684)	(14.109.590)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	220.493	39.006	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	21.995	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	638.187	6.824.604	418.290
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	661.296	-	86.563
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	49.133	75.693	91.412
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	2.475	33.703	62.602
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.166.157)	(945.433)	(759.389)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.988.042)	(2.277.414)	(1.919.788)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	99.120	43.114	48.042
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(789.477)	(3.813.927)	(3.554.055)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	133.735	131.038	8.876
Extranjera	Enel	Italia	Matriz Ultima	Otras prestaciones de servicios	-	-	175.358
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	(97.053)	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(649.266)	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	16.222	1.389.272	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.175.039)	(2.914.936)	(2.814.618)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(697.653)	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(5.042.960)	(39.042.866)	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	286.516	-
Extranjera	Central Termica San Martin	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	211.530	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Compras de Energía	(3.474.994)	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	(6.577)	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	3.474.747	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(801.990)	-	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	77.019	-	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	19.216	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	481.177	419.356	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(6.133)	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	30.536	-	-
76.583.350-8	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros gastos variables	-	-	(22.179)
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	29.788	170.762
Total					(260.783.667)	(213.186.865)	(178.938.482)

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

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

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

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

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

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio

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

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

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

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

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

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

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

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

Comité de Directores

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

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

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

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

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

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

RUT	Nombre	Cargo	31-12-11				
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores	Comité de Auditoría M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2011	80.062	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2011	39.256	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.018	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	13.410	-
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2011	40.031	-	-	-
TOTAL				279.442	-	39.838	-

RUT	Nombre	Cargo	31-12-10				
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2010	55.023	-	759	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2010	27.511	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	abril - diciembre 2010	19.138	-	6.638	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2010	26.743	-	8.665	1.520
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2010	26.750	-	764	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - abril 2010	8.373	-	2.284	1.520
TOTAL				182.676	-	25.748	3.040

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

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

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

- (1) El Sr. Eduardo Escaffi Johnson asumió como Gerente Regional de Finanzas el 1° de septiembre de 2012 en reemplazo de Alfredo Ergas S. quien renunció con fecha 27 de agosto de 2012.
- (2) Con fecha 12 de diciembre de 2012 la Sra. Alba Marina Urrea G. presenta renuncia voluntaria a Enersis y con la misma fecha se designa al Sr. Alain Rosolino en su reemplazo.

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

	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Remuneración	2.615.660	2.660.608	1.790.071
Beneficios a corto plazo para los empleados	996.474	846.340	817.101
Otros beneficios a largo plazo	724.297	151.636	87.888
Total	4.336.431	3.658.584	2.695.060

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

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

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

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

Plan de participaciones restringidas de 2008

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nota 9

Inventarios

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

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

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

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

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

Nota 10 Activos y Pasivos por Impuestos

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Pagos provisionales mensuales	62.785.901	84.429.230
IVA crédito fiscal	74.704.027	39.192.265
Crédito por utilidades absorbidas	60.335.643	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	235.498	7.040
Otros	12.943.811	10.131.741
Total	211.004.880	141.827.684

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Impuesto a la renta	81.236.746	110.516.971
IVA débito fiscal	22.271.681	45.054.989
Otros	69.628.283	80.281.282
Total	173.136.710	235.853.242

Nota 11 Activos No Corrientes o Grupos de Activos para su Disposición Clasificados como Mantenedos 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.

Nota 12 Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación y Sociedades con Control Conjunto

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$
Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	4.283.023
GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	5.198.419
GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	388.865
Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	(24.718)
Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	313
TOTALES				13.193.262	9.845.902

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2011 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$
Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	3.827	4.159.992
Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	8.089.685	-
GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	2.883.633	4.055.771
Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.094.078	249.673
Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	30.151	468
Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-
TOTALES				14.101.652	8.465.904

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

- b. Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.
- c. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas
- Inversiones con influencia significativa.

	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2012
	(4.186.063)	(761.847)	(38.072)	9.030.441	-	9.030.441
	(2.738.825)	644.605	782.465	3.886.664	(3.886.664)	-
	-	(5.373)	(6.657)	376.835	-	376.835
	-	(660.005)	(32)	2.743.725	-	2.743.725
	-	(6.012)	-	25.683	-	25.683
	(6.924.888)	(788.632)	737.704	16.063.348	(3.886.664)	12.176.684

	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
	(4.142.727)	918.611	8.793.697	9.733.400	-	9.733.400
	-	-	(8.089.685)	-	-	-
	-	66.992	(15.880.240)	(8.873.844)	8.873.844	-
	-	84.729	-	3.428.480	-	3.428.480
	-	763	-	31.382	-	31.382
	-	-	(278)	-	-	-
	(4.142.727)	1.071.095	(15.176.506)	4.319.418	8.873.844	13.193.262

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

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

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

Nota 13 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Activos intangibles	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Activos Intangibles netos	1.203.135.574	1.467.398.214
Servidumbre y Derechos de Agua	44.658.323	33.716.526
Concesiones Neto (1) (*)	1.093.803.169	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	10.310.522	10.282.488
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.546.806	2.363.933
Programas Informáticos	48.891.809	48.745.282
Otros Activos Intangibles Identificables	2.924.945	3.258.045

Activos intangibles	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Activos Intangibles bruto	2.225.830.913	2.361.625.560
Servidumbre y Derechos de Agua	52.702.900	40.322.337
Concesiones	1.970.550.917	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	19.823.753	17.698.378
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	10.734.905	9.237.477
Programas Informáticos	159.737.005	139.315.361
Otros Activos Intangibles Identificables	12.281.433	9.954.703

Activos intangibles	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.022.695.339)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(8.044.577)	(6.605.811)
Concesiones	(876.747.748)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(9.513.231)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(8.188.099)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(110.845.196)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.356.488)	(6.696.658)

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	10.049.562	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	625.413.669	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	458.339.938	623.594.980
TOTAL				1.093.803.169	1.369.031.940

(*) Ver nota 3d.1)

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

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

Año 2012

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

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

Año 2011

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

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

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

Nota 14 Plusvalía

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

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

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

(*) Ver nota 15.d) viii

(**) Ver nota 34.5

(***) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

El origen de de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

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

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

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

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

3.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

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

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

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

5.- Empresa Eléctrica Pangué S.A.

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

6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

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

7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

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

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

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

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

10.- Cachoeira Dourada S.A.

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

11.- Edegel S.A.A.

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

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

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

13.- Chilectra S.A.

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

14.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.

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

Nota 15 Propiedades, Planta y Equipo

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.243.620.209	7.242.731.006
Construcción en Curso	861.933.364	1.072.203.347
Terrenos	107.027.332	103.166.702
Edificios	96.068.676	103.542.090
Planta y Equipo	6.079.114.959	5.864.732.615
Instalaciones Fijas y Accesorios	74.559.610	71.886.276
Otras Propiedades, Planta y Equipo	24.916.268	27.199.976

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.764.909.059	12.611.068.947
Construcción en Curso	861.933.364	1.072.203.347
Terrenos	107.027.332	103.166.702
Edificios	171.955.290	181.206.892
Planta y Equipo	11.381.747.327	11.016.684.462
Instalaciones Fijas y Accesorios	209.882.929	203.946.217
Otras Propiedades, Planta y Equipo	32.362.817	33.861.327

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.521.288.850)	(5.368.337.941)
Edificios	(75.886.614)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.302.632.368)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(135.323.319)	(132.059.941)
Otros	(7.446.549)	(6.661.351)

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

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

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

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

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

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

b) Arrendamiento financiero

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

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

	31-12-12			31-12-11		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	12.154.120	1.929.701	10.224.419	15.954.189	2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años	40.346.759	3.945.765	36.400.994	39.105.238	5.827.660	33.277.578
Más de cinco años	13.016.926	2.211.594	10.805.331	27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total	65.517.805	8.087.060	57.430.744	82.678.915	10.431.523	72.247.392

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.
2. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú - Interbank. El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 2.5 % al 31 de diciembre de 2012.

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

c) Arrendamiento operativo

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

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

	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Menor a un año	18.932.624	7.690.811	5.655.232
Entre un año y cinco años	34.901.830	21.347.042	19.916.962
Más de cinco años	69.870.162	41.634.563	26.625.179
Total	123.704.616	70.672.416	52.197.373

- i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2012 y 2011 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 229.011.250 y M\$ 179.872.981, respectivamente.
- ii) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 175.143.405 y M\$ 328.844.715, respectivamente. (ver Nota 34).
- iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$300.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$30.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.
- iv) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50% consolidada por integración proporcional, posee, entre otros activos, una planta de generación de electricidad de ciclo combinado en el norte de Chile. Ante la imposibilidad de importar gas natural de países limítrofes, Gas Atacama se ha visto en la necesidad de generar electricidad utilizando combustibles alternativos cuyo costo se ha incrementado de forma muy significativa desde los últimos meses de 2007 debido al incremento de precio del petróleo. Como consecuencia de esta situación la sociedad presentó demandas con la finalidad de cancelar anticipadamente el contrato que mantiene con la distribuidora Emel. El 25 de enero de 2008 se resolvió el arbitraje sobre dicha solicitud habiéndose denegado la cancelación anticipada del mencionado contrato. Esta situación redujo de forma significativa el valor recuperable de la citada planta por lo que al 31 de diciembre de 2007, se reconoció una provisión de pérdida por deterioro por un monto de MMUS\$110.
- v) La situación de los activos, básicamente obras e infraestructuras, de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC; desde el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la próxima entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento holgada en los próximos años en la que se estima no se requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró al 31 de diciembre de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600.
- vi) Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Compañía sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos es menor, siendo las únicas que experimentaron algún daño en su infraestructura las Centrales Bocamina I y Bocamina II, más algunos activos específicos en el negocio de distribución.

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

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

- vii) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06, suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca

Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Contratista” o “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$38.200.000 aprox.). Al 31 de diciembre de 2012, el monto de las boletas efectivamente cobradas asciende a US\$.93.996.585,73, quedando aún un saldo por cobrar ascendente a US\$18.940.294,84

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nota 16 Propiedad de Inversión

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

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

(*) Ver nota 28.

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

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

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

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

Nota 17 Impuestos Diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos Diferidos		Pasivos por Impuestos Diferidos	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	78.039.178	87.992.490	411.871.841	455.205.366
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	-	6.082.237
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	8.988.436	12.161.705	12.777.749	5.034.474
Impuestos diferidos relativos a provisiones	44.943.044	86.876.561	-	4.431.328
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	2.252.322	31.195.995	-	107.097
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	46.768.738	38.807.414	304.470	5.074.020
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	47.320.153	37.813.186	6.417.993	880.379
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	16.442.922	22.117.495	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	82.912.647	62.973.782	87.653.993	31.623.354
Total Impuestos Diferidos	327.667.440	379.938.628	519.026.046	508.438.255

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nota 18 Otros Pasivos Financieros

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

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

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses.

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

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

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

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

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

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

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

- Individualización de Préstamos Bancarios 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	Tipo de Amortización
Extranjera	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Alfa	Brasil	Real	10,23%	10,27%	Semestral
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	9,47%	9,29%	en el vencimiento
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco HSBC	Brasil	Real	9,93%	9,77%	en el vencimiento
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Banco Itaú	Brasil	Real	10,12%	10,20%	semestral
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Brasdesco	Brasil	Real	9,75%	5,65%	semestral
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Unibanco	Brasil	Real	10,27%	10,29%	semestral
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - A	Brasil	US\$	7,98%	8,04%	Semestral
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - B	Brasil	US\$	3,03%	3,02%	Semestral
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - C	Brasil	US\$	12,09%	12,31%	Semestral
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile		Líneas de crédito bancarias	Chile	Ch\$	6,60%	6,60%	Otra
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	3,85%	3,80%	Al Vencimiento
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	4,07%	4,01%	Trimestral
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,10%	3,06%	Trimestral
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Extranjera	Santander	Brasil	Real	11,61%	11,80%	Semestral
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Colombia	Extranjera	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	6,27%	6,11%	Al vencimiento
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	3,54%	3,49%	Trimestral
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,45%	3,41%	Trimestral
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	2,99%	2,96%	Al Vencimiento
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	8,15%	7,91%	Annual
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander	Colombia	\$ Col	8,15%	7,91%	Annual
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,43%	5,32%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral
Extranjero	Edelnor	Peru	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	\$ Col	5,97%	5,81%	Otra
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6,32%	6,14%	Otra
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	21,72%	21,33%	trimestral
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Frances	Argentina	\$ Arg	18,55%	22,00%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	21,94%	20,00%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itaú	Argentina	\$ Arg	21,52%	19,65%	trimestral
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	23,67%	22,31%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	16,65%	15,50%	mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	6,24%	6,24%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	21,27%	20,69%	mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	21,27%	20,69%	trimestral
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	21,00%	21,00%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	21,26%	19,75%	trimestral
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	22,39%	19,75%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	19,55%	18,00%	mensual
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	21,55%	20,00%	Semestral
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	21,94%	20,00%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	24,06%	21,75%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Comafi	Argentina	\$ Arg	25,07%	23,50%	Mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	22,83%	23,07%	mensual
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	22,83%	23,07%	trimestral
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral

	12-2012							12-2011						
	Corriente M\$			No Corriente M\$				Corriente M\$			No Corriente M\$			
	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	-	2.211.773	12.517.876	14.729.649	-	-	-	-
142.971	23.365.571	23.508.542	-	-	-	-	-	275.812	-	275.812	27.817.501	-	-	27.817.501
-	-	-	-	-	-	-	-	176.118	20.863.126	21.039.244	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	1.694	1.856.820	1.858.514	-	-	-	-
4.858.791	-	4.858.791	-	-	-	-	-	6.481.458	7.048.955	13.530.413	5.563.500	-	-	5.563.500
-	-	-	-	-	-	-	-	26.242	1.479.891	1.506.133	-	-	-	-
-	2.385.144	2.385.144	5.314.352	6.132.262	-	-	11.446.614	-	2.426.516	2.426.516	5.406.532	6.238.628	3.470.634	15.115.794
-	3.755.999	3.755.999	8.336.860	-	-	-	8.336.860	-	3.399.025	3.399.025	8.502.839	4.712.630	-	13.215.469
-	58.106	58.106	-	1.491.152	1.851.177	-	3.342.329	-	-	-	-	770.778	2.881.965	3.652.743
46	-	46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	3.068	1.541.618	1.544.686	-	-	-	-
62.786	444.835	507.621	1.186.227	1.186.227	12.010.552	-	14.383.006	71.315	-	71.315	1.127.370	1.288.422	13.689.484	16.105.276
18.702	-	18.702	2.391.588	2.391.588	-	-	4.783.176	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.688.134	55.688.134	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	262.107	-	262.107	-	-	-	-
-	-	-	7.055.183	22.122.184	-	-	29.177.367	-	-	-	1.298.813	17.923.617	12.468.603	31.691.033
1.725.270	-	1.725.270	-	-	-	-	-	-	1.870.716	1.870.716	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	392.849	1.357.201	1.750.050	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	1.890.464	5.610.961	7.501.425	1.870.361	-	-	1.870.361
162.350	-	162.350	-	7.846.933	-	-	7.846.933	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.977.569	8.977.569	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.730.428	26.730.428	-	-	-	-
383.776	-	383.776	-	18.549.169	-	-	18.549.169	-	21.177.566	21.177.566	-	-	-	-
126.712	-	126.712	-	6.124.429	-	-	6.124.429	-	6.430.876	6.430.876	-	-	-	-
1.037.293	-	1.037.293	-	50.135.818	-	-	50.135.818	-	23.478.356	23.478.356	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	132.120	-	132.120	-	-	7.708.094	7.708.094
20.323	-	20.323	-	-	2.813.632	-	2.813.632	18.741	-	18.741	-	-	2.890.532	2.890.532
20.323	-	20.323	-	-	2.813.632	-	2.813.632	18.741	-	18.741	-	-	2.890.532	2.890.532
10.049	-	10.049	-	-	2.438.481	-	2.438.481	8.847	-	8.847	-	-	2.505.128	2.505.128
8.129	-	8.129	-	-	1.125.453	-	1.125.453	7.497	-	7.497	-	-	1.156.213	1.156.213
33.872	-	33.872	-	-	4.689.387	-	4.689.387	31.235	-	31.235	-	-	4.817.554	4.817.554
20.323	-	20.323	-	-	2.813.632	-	2.813.632	18.741	-	18.741	-	-	2.890.532	2.890.532
48.316	-	48.316	-	-	3.939.085	-	3.939.085	44.826	-	44.826	-	-	4.046.745	4.046.745
-	-	-	-	-	-	-	-	26.612	-	26.612	-	-	1.927.022	1.927.022
25.904	-	25.904	-	1.875.756	-	-	1.875.756	-	-	-	-	-	-	-
2.657.792	-	2.657.792	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.449.322	-	2.449.322	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115.527	6.817.284	6.932.811	-	-	-	-	-	186.005	-	186.005	8.449.285	-	-	8.449.285
486.949	-	486.949	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
779.545	-	779.545	-	-	-	-	-	1.260.656	2.414.082	3.674.738	-	-	-	-
26.215	2.434.744	2.460.959	-	-	-	-	-	-	-	-	3.017.603	-	-	3.017.603
1.969.227	-	1.969.227	-	-	-	-	-	-	-	-	2.414.082	-	-	2.414.082
9.926	973.898	983.824	-	-	-	-	-	-	-	-	1.207.041	-	-	1.207.041
206.886	-	206.886	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57.965	1.460.847	1.518.812	973.898	-	-	-	973.898	4.834.533	-	4.834.533	2.414.082	-	-	2.414.082
46.375	1.168.677	1.215.052	779.118	-	-	-	779.118	-	-	-	-	-	-	-
4.486.547	-	4.486.547	-	-	-	-	-	-	-	-	4.224.644	-	-	4.224.644
22.135	584.340	606.475	389.560	-	-	-	389.560	-	-	-	-	-	-	-
78.860	-	78.860	-	-	-	-	-	852.036	-	852.036	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	42.370	2.414.082	2.456.452	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	617.884	-	617.884	-	-	-	-
1.447.627	-	1.447.627	-	-	-	-	-	282.930	1.750.209	2.033.139	-	-	-	-
6.719	1.409.376	1.416.095	-	-	-	-	-	311.088	1.810.562	2.121.650	-	-	-	-
233.554	-	233.554	-	-	-	-	-	1.192.058	-	1.192.058	-	-	-	-
297.709	876.508	1.174.217	292.169	-	-	-	292.169	-	-	-	3.621.124	-	-	3.621.124
297.709	876.507	1.174.216	292.169	-	-	-	292.169	-	-	-	-	-	-	-
-	820.076	820.076	1.570.498	-	-	-	1.570.498	50.233	849.448	899.681	1.698.896	849.449	-	2.548.345

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
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Banco Santander C.H. SA Chile	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile (Linea Crédito)	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Export Development Corpotation Loan	E.E.U.U.	US\$	1,82%	1,73%	Semestral
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Scotiabank & Trust Cayman Ltd	Cayman Islands	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Bank Of America	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Mercantil Commercebank	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.030.000-7	Banco del Estado de Chile	Chile	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.NY	E.E.U.U.	US\$	1,72%	1,12%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	Banco Español de crédito S.A. N.Y.B.	E.E.U.U.	US\$	1,72%	1,12%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,83%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	18,64%	18,64%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	18,75%	18,75%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	23,75%	23,75%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	14,00%	16,00%	Al vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	18,85%	18,85%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	18,09%	18,09%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	22,00%	22,00%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	21,00%	21,00%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	20,75%	20,75%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	17,00%	17,00%	Al Vencimiento
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	11,45%	11,45%	Trimestral
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Ch\$	2,10%	2,10%	Al Vencimiento
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicato II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicato III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario	Argentina	\$ Arg	27,64%	24,65%	Al Vencimiento
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicato II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US\$	8,30%	8,06%	Trimestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicato II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicato III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	18,81%	18,00%	Al Vencimiento
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicato III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Rio	Argentina	\$ Arg	22,42%	20,75%	Al Vencimiento
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	8,30%	8,06%	Trimestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	8,30%	8,06%	Trimestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank - Sindicato III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank -Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	23,14%	21,00%	Al Vencimiento
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro I	Argentina	\$ Arg	23,14%	21,00%	Al Vencimiento
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicato I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicato I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicato I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank - Sindicato I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicato I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Totales									

	12-2012							12-2011						
	Corriente MS			No Corriente MS				Corriente MS			No Corriente MS			
	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
-	-	-	15.792.106	-	-	-	15.792.106	-	-	-	17.055.976	-	-	17.055.976
277	-	277	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
354.739	343.643	698.382	687.160	-	-	-	687.160	-	758.262	758.262	1.486.682	-	-	1.486.682
-	-	-	15.792.106	-	-	-	15.792.106	-	-	-	17.055.976	-	-	17.055.976
-	28.264	28.264	23.927.433	-	-	-	23.927.433	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	11.963.716	-	-	-	11.963.716	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	9.570.973	-	-	-	9.570.973	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	18.663.398	-	-	-	18.663.398	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	34.267	-	34.267	30.494.018	-	-	30.494.018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.921.194	-	-	12.921.194
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.312.836	-	-	26.312.836
395.963	-	395.963	-	-	-	-	-	978.500	-	978.500	-	-	-	-
3.395.077	-	3.395.077	-	-	-	-	-	5.167.489	-	5.167.489	-	-	-	-
1.341.282	-	1.341.282	-	-	-	-	-	3.529.419	-	3.529.419	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	368.142	-	368.142	-	-	-	-
659.346	1.881.095	2.540.441	402.562	-	-	-	402.562	3.555.128	-	3.555.128	-	-	-	-
209.414	-	209.414	-	-	-	-	-	368.366	-	368.366	-	-	-	-
878.233	-	878.233	-	-	-	-	-	1.898.686	-	1.898.686	-	-	-	-
1.390.448	-	1.390.448	-	-	-	-	-	2.509.954	-	2.509.954	-	-	-	-
1.239.740	-	1.239.740	-	-	-	-	-	2.566.218	-	2.566.218	-	-	-	-
4.347.020	-	4.347.020	-	-	-	-	-	6.393.434	-	6.393.434	-	-	-	-
5.696.590	-	5.696.590	-	-	-	-	-	44.820	-	44.820	5.195.104	-	-	5.195.104
109	-	109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
159.475	261.271	420.746	132.576	-	-	-	132.576	53.063	318.657	371.720	487.596	-	-	487.596
199.084	326.151	525.235	165.510	-	-	-	165.510	-	-	-	-	-	-	-
555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	-	1.460.847	167.311	398.233	565.544	3.023.612	603.521	-	3.627.133
339.482	324.633	664.115	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
199.084	326.151	525.235	165.510	-	-	-	165.510	66.315	398.233	464.548	609.361	-	-	609.361
379.564	1.105.298	1.484.862	1.842.165	-	-	-	1.842.165	-	-	-	-	-	-	-
248.855	407.689	656.544	206.887	-	-	-	206.887	82.953	497.792	580.745	761.701	-	-	761.701
555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	-	1.460.847	100.996	-	100.996	2.414.203	603.521	-	3.017.724
29.777	1.947.796	1.977.573	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	-	1.460.847	100.996	-	100.996	2.414.203	603.521	-	3.017.724
98.269	-	98.269	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
398.343	652.590	1.050.933	331.165	-	-	-	331.165	132.688	796.817	929.505	1.219.258	-	-	1.219.258
759.134	2.210.596	2.969.730	3.684.336	-	-	-	3.684.336	40.734	3.197.006	3.237.740	6.393.999	799.242	-	7.193.241
379.564	1.105.298	1.484.862	1.842.165	-	-	-	1.842.165	40.677	3.196.970	3.237.647	6.393.999	799.242	-	7.193.241
555.645	486.949	1.042.594	1.460.847	-	-	-	1.460.847	-	-	-	-	-	-	-
547.656	897.204	1.444.860	455.294	-	-	-	455.294	283.419	1.095.492	1.378.911	4.090.481	603.521	-	4.694.002
195.452	-	195.452	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
293.468	-	293.468	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	16.968	1.013.914	1.030.882	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	25.858	1.545.012	1.570.870	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	25.859	1.545.012	1.570.871	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	20.196	1.207.041	1.227.237	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	8.077	482.816	490.893	-	-	-	-
50.740.550	61.197.387	111.937.937	140.050.072	117.855.518	34.495.031	34.495.031	292.400.621	50.310.586	228.145.273	278.455.859	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

18.2 Obligaciones No Garantizadas

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

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

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

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

18.3 Obligaciones Garantizadas

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

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

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

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

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

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,15%	6,06%	Si
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,57%	6,47%	Si
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si
Totales Bonos Garantizados									
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª	Brasil	Real	9,84%	9,93%	No
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª	Brasil	Real	10,13%	10,17%	No
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª	Brasil	Real	9,47%	9,55%	No
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	13,89%	13,99%	No
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	13,49%	14,21%	No
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª	Brasil	Real	8,30%	8,38%	No
Extranjero	Ampla	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	11,40%	11,69%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	8,22%	7,97%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	8,47%	8,22%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B304	Colombia	\$ Col	5,83%	5,71%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B502	Colombia	\$ Col	6,81%	6,93%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	7,94%	7,72%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B503	Colombia	\$ Col	7,94%	7,72%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B604	Colombia	\$ Col	6,80%	6,63%	No
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	\$ Col	9,29%	8,98%	No
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 1	Brasil	Real	9,25%	9,31%	No
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	12,39%	12,50%	No
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	12,93%	13,02%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Interseguro Cia de SegurosBonos	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,56%	6,46%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,81%	6,70%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,84%	6,73%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,77%	5,69%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	6,67%	6,56%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,56%	7,42%	No

	12-2012						12-2011							
	Corriente M\$			No Corriente M\$			Corriente M\$			No Corriente M\$				
	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-	-
-	4.748.371	4.748.371	-	-	-	-	-	60.596	60.596	4.817.554	-	-	-	4.817.554
132.316	-	132.316	4.689.387	-	-	-	4.689.387	135.886	-	135.886	4.817.554	-	-	4.817.554
132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	-	4.689.387	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	-	9.635.108
-	-	-	-	-	-	-	-	160.282	32.081.924	32.242.206	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	2.610.374	51.462.513	54.072.887	-	-	-	-
76.686	-	76.686	13.171.955	13.668.859	-	-	26.840.814	147.518	-	147.518	27.931.549	14.103.489	-	42.035.038
106.982	12.242.812	12.349.794	25.009.851	-	-	-	25.009.851	164.014	-	164.014	-	32.546.476	-	32.546.476
1.937.059	-	1.937.059	-	30.829.074	15.414.538	-	46.243.612	1.941.239	-	1.941.239	-	17.199.885	34.700.328	51.900.213
64.054	-	64.054	-	23.365.572	-	-	23.365.572	-	-	-	-	-	-	-
2.306.749	-	2.306.749	-	23.717.567	47.973.552	-	71.691.119	-	-	-	-	-	-	-
402.540	-	402.540	-	105.685.080	-	-	105.685.080	456.111	-	456.111	-	-	104.210.669	104.210.669
102.531	-	102.531	-	-	-	21.680.354	21.680.354	181.497	-	181.497	-	-	21.397.849	21.397.849
21.832.974	-	21.832.974	-	-	-	-	-	114.096	-	114.096	21.397.849	-	-	21.397.849
-	-	-	-	-	-	-	-	30.623	9.019.194	9.049.817	-	-	-	-
98.018	23.170.878	23.268.896	-	-	-	-	-	115.603	-	115.603	22.868.952	-	-	22.868.952
101.709	20.460.835	20.562.544	-	-	-	-	-	91.853	-	91.853	20.194.220	-	-	20.194.220
321.197	-	321.197	-	39.295.641	-	-	39.295.641	372.955	-	372.955	-	38.783.602	-	38.783.602
349.370	-	349.370	67.751.105	-	-	-	67.751.105	390.407	-	390.407	66.868.280	-	-	66.868.280
392.358	-	392.358	12.150.097	12.150.097	-	-	24.300.194	-	700.207	700.207	-	28.930.201	-	28.930.201
1.017.294	-	1.017.294	-	49.120.017	24.588.835	-	73.708.852	-	1.147.175	1.147.175	-	27.571.778	55.430.804	83.002.582
725.664	14.536.627	15.262.291	14.296.446	-	-	-	14.296.446	1.664.942	15.999.149	17.664.091	32.311.253	-	-	32.311.253
-	78.971	78.971	-	-	-	9.378.774	9.378.774	-	-	-	-	-	-	-
184.042	-	184.042	-	-	-	9.378.774	9.378.774	-	-	-	-	-	-	-
-	100.802	100.802	-	-	-	7.503.020	7.503.020	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	7.930.354	-	7.930.354	-	-	-	-
-	47.369	47.369	5.528.788	-	-	-	5.528.788	48.664	-	48.664	5.679.896	-	-	5.679.896
67.703	-	67.703	-	2.813.632	-	-	2.813.632	69.553	-	69.553	-	2.890.532	-	2.890.532
-	-	-	-	-	-	-	-	44.894	-	44.894	-	3.854.043	-	3.854.043
-	10.259	10.259	9.469.916	-	-	-	9.469.916	10.266	-	10.266	9.476.559	-	-	9.476.559
168.935	-	168.935	-	5.102.053	-	-	5.102.053	173.552	-	173.552	-	5.241.499	-	5.241.499
133.867	-	133.867	-	3.376.359	-	-	3.376.359	137.526	-	137.526	-	3.468.639	-	3.468.639
-	43.699	43.699	3.751.510	-	-	-	3.751.510	-	-	-	-	-	-	-
-	41.423	41.423	3.751.510	-	-	-	3.751.510	42.555	-	42.555	-	3.854.043	-	3.854.043
15.086	-	15.086	4.689.387	-	-	-	4.689.387	15.498	-	15.498	4.817.554	-	-	4.817.554
181.860	5.627.265	5.809.125	-	-	-	-	-	186.831	-	186.831	5.781.065	-	-	5.781.065
174.953	-	174.953	7.503.020	-	-	-	7.503.020	179.735	-	179.735	-	7.708.087	-	7.708.087
15.778	-	15.778	-	4.689.387	-	-	4.689.387	16.209	-	16.209	-	4.817.554	-	4.817.554
167.411	-	167.411	-	-	5.627.265	-	5.627.265	171.987	-	171.987	-	-	5.781.065	5.781.065
-	-	-	-	-	-	-	-	3.897.275	-	3.897.275	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	5.894.881	-	5.894.881	-	-	-	-
-	2.836.092	2.836.092	-	-	-	-	-	23.074	-	23.074	2.890.532	-	-	2.890.532

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
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,72%	7,58%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,91%	7,76%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,97%	7,81%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,31%	8,15%	No
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	9,92%	6,50%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,66%	6,55%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Mapfre Perú Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,44%	5,37%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No
Extranjero	Edelnor	Perú	Extranjera	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	7,84%	7,70%	No
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	oeds7	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,69%	7,38%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,76%	7,40%	No
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	6,50%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,54%	6,44%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,63%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,74%	6,63%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,87%	5,78%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A5	Colombia	\$ Col	8,06%	8,06%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	7,38%	7,19%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,71%	8,44%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,03%	8,74%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	8,83%	8,56%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,04%	8,75%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	No
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,35%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	6,44%	6,44%	No
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	3,86%	3,86%	No
Totales Bonos No Garantizados									

12-2012											12-2011				
Corriente M\$			No Corriente M\$				Corriente M\$				No Corriente M\$				
Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
-	5.831.170	5.831.170	-	-	-	-	209.478	-	209.478	5.781.065	-	-	5.781.065		
205.151	5.627.265	5.832.416	-	-	-	-	210.758	-	210.758	5.781.065	-	-	5.781.065		
-	-	-	-	-	-	-	5.082.940	-	5.082.940	-	-	-	-		
111.970	-	111.970	4.672.505	-	-	4.672.505	115.030	-	115.030	-	4.800.211	-	4.800.211		
-	-	-	-	-	-	-	2.516.119	-	2.516.119	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	4.840	-	4.840	-	-	-	-		
-	2.857.332	2.857.332	-	-	-	-	44.894	-	44.894	2.890.532	-	-	2.890.532		
121.631	-	121.631	-	-	3.751.510	3.751.510	124.955	-	124.955	-	-	3.854.043	3.854.043		
-	27.355	27.355	5.627.265	-	-	5.627.265	28.102	-	28.102	-	5.781.065	-	5.781.065		
79.202	3.751.510	3.830.712	-	-	-	-	81.366	-	81.366	3.854.043	-	-	3.854.043		
-	53.336	53.336	4.753.112	-	-	4.753.112	48.852	-	48.852	4.756.410	-	-	4.756.410		
-	17.985	17.985	4.743.193	-	-	4.743.193	17.997	-	17.997	4.746.484	-	-	4.746.484		
-	39.287	39.287	-	3.751.510	-	3.751.510	40.360	-	40.360	-	-	3.854.043	3.854.043		
-	82.797	82.797	-	5.627.265	-	5.627.265	85.060	-	85.060	-	-	5.781.065	5.781.065		
-	55.231	55.231	-	-	7.503.020	7.503.020	-	-	-	-	-	-	-		
28.609	750.302	778.911	-	-	-	-	29.390	-	29.390	770.809	-	-	770.809		
-	-	-	-	-	-	-	15.571	3.963.560	3.979.131	-	-	-	-		
-	2.600.112	2.600.112	4.943.927	5.847.754	16.279.903	27.071.584	-	2.409.255	2.409.255	4.490.426	5.342.947	18.824.480	28.657.853		
5.678.277	-	5.678.277	176.552.999	-	-	176.552.999	6.142.514	-	6.142.514	189.274.248	-	-	189.274.248		
-	739.151	739.151	-	123.377.492	-	123.377.492	-	799.582	799.582	-	133.177.054	-	133.177.054		
-	2.265	2.265	-	-	411.806	411.806	-	2.450	2.450	-	-	445.474	445.474		
130.640	-	130.640	-	-	4.783.175	4.783.175	141.895	-	141.895	-	-	5.195.251	5.195.251		
-	7.400	7.400	-	-	4.689.388	4.689.388	-	7.603	7.603	-	-	4.817.555	4.817.555		
144.821	-	144.821	-	-	4.689.388	4.689.388	148.780	-	148.780	-	-	4.817.555	4.817.555		
84.409	-	84.409	3.751.510	-	-	3.751.510	86.706	-	86.706	3.854.084	-	-	3.854.084		
4.775.750	-	4.775.750	-	-	-	-	-	33.597	33.597	4.817.555	-	-	4.817.555		
-	4.722.091	4.722.091	-	-	-	-	-	15.958	15.958	4.817.555	-	-	4.817.555		
-	4.704.921	4.704.921	-	-	-	-	88.723	-	88.723	4.817.555	-	-	4.817.555		
109.867	-	109.867	5.308.387	-	-	5.308.387	112.871	-	112.871	5.453.472	-	-	5.453.472		
130.645	-	130.645	-	-	-	-	141.900	-	141.900	-	-	5.195.251	5.195.251		
-	55.795	55.795	4.649.246	-	4.783.175	9.432.421	-	60.597	60.597	5.049.784	-	-	5.049.784		
135.080	-	135.080	-	-	3.905.938	3.905.938	146.718	-	146.718	-	-	4.242.442	4.242.442		
96.257	-	96.257	3.039.708	-	-	3.039.708	104.550	-	104.550	-	3.301.582	-	3.301.582		
145.239	-	145.239	-	4.783.175	-	4.783.175	157.752	-	157.752	-	5.195.251	-	5.195.251		
78.922	-	78.922	-	4.783.175	-	4.783.175	85.722	-	85.722	-	5.195.251	-	5.195.251		
69.132	-	69.132	-	-	4.783.175	4.783.175	75.088	-	75.088	-	-	5.195.251	5.195.251		
469.671	-	469.671	56.910.929	-	-	56.910.929	-	534.079	534.079	-	-	56.169.355	56.169.355		
89.461	-	89.461	9.864.217	-	-	9.864.217	-	101.729	101.729	-	-	9.747.283	9.747.283		
3.205.705	-	3.205.705	-	46.070.752	-	46.070.752	-	116.036	116.036	-	13.223.871	-	13.223.871		
134.607	-	134.607	13.398.459	-	-	13.398.459	-	1.416.305	1.416.305	-	-	58.362.634	58.362.634		
511.529	-	511.529	-	-	43.376.968	43.376.968	-	575.302	575.302	-	-	42.811.747	42.811.747		
183.657	-	183.657	-	-	15.040.745	15.040.745	-	3.654.924	3.654.924	-	-	45.470.431	45.470.431		
1.161.554	-	1.161.554	24.992.028	-	-	24.992.028	-	592.993	592.993	-	-	23.960.242	23.960.242		
1.261.346	-	1.261.346	-	-	59.133.165	59.133.165	-	205.704	205.704	-	-	14.844.758	14.844.758		
529.504	-	529.504	-	-	24.276.576	24.276.576	-	1.146.419	1.146.419	-	24.666.371	-	24.666.371		
2.318.404	-	2.318.404	-	-	24.390.398	24.390.398	-	2.288.195	2.288.195	-	-	24.072.581	24.072.581		
16.660.570	-	16.660.570	-	-	175.274.820	175.274.820	-	16.443.475	16.443.475	-	-	172.990.913	172.990.913		
264.062	-	264.062	-	-	81.301.327	81.301.327	-	-	-	-	-	-	-		
179.360	-	179.360	-	-	54.200.884	54.200.884	-	-	-	-	-	-	-		
-	5.731.907	5.731.907	9.501.752	9.501.752	48.775.725	67.779.229	-	5.653.703	5.653.703	9.274.316	9.274.316	51.798.587	70.347.219		
-	446.803	446.803	-	-	224.665.832	224.665.832	-	436.109	436.109	-	-	218.509.846	218.509.846		
6.679.443	191.984.000	198.663.443	-	-	-	-	7.225.533	-	7.225.533	206.726.825	-	-	206.726.825		
3.449.713	-	3.449.713	94.914.421	-	-	94.914.421	3.731.750	-	3.731.750	-	102.843.263	-	102.843.263		
3.242.355	-	3.242.355	-	-	97.491.553	97.491.553	3.507.440	-	3.507.440	-	-	105.516.202	105.516.202		
1.036.841	-	1.036.841	-	-	33.456.554	33.456.554	1.121.609	-	1.121.609	-	-	36.254.989	36.254.989		
656.705	-	656.705	-	-	13.944.705	13.944.705	710.395	-	710.395	-	-	15.584.934	15.584.934		
-	-	-	-	-	-	-	31.548.592	-	31.548.592	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	-	-	699.402	699.402	-	-	88.931.329	88.931.329		
85.104.909	309.285.047	394.389.956	594.697.243	517.556.213	1.092.454.842	2.204.708.298	91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903		

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

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012		
								Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,13%	1.231.661	3.610.794	4.842.455
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	Banco BBVA Continental	Perú	Soles	5,77%	1.191.889	2.701.760	3.893.649
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,60%	72.637	390.074	462.711
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.025.604	1.025.604
Totales Leasing								2.496.187	7.728.232	10.224.419

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

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012		
								Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	70.025.348	-	70.025.348
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	14.355.259	-	14.355.259
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	1.791.317	3.600.814	5.392.131
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	2.022.260	-	2.022.260
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	6.651.792	-	6.651.792
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,06%	3.218.667	9.027.835	12.246.502
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,50%	172.980	640.394	813.374
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,61%	977.200	2.940.005	3.917.205
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,62%	13.741	66.375	80.116
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,78%	1.524.427	6.381.892	7.906.319
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	5,49%	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,52%	3.493.261	8.605.380	12.098.641
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,46%	867.551	2.252.314	3.119.865
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	-	2.826.796	2.826.796
Totales Otros								105.113.803	36.341.805	141.455.608

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

18.4 Deuda de cobertura

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

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

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

	12-2012				12-2011							
	No Corriente				Corriente			No 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	
	11.478.411	17.127.941	-	28.606.352	1.918.477	6.218.565	8.137.042	10.519.276	14.415.305	11.395.943	36.330.524	
	2.178.152			2.178.152	579.527	3.648.359	4.227.886	2.859.893	-	-	2.859.893	
	202.235			202.235	121.499	280.084	401.583	593.623	-	-	593.623	
	2.255.535	2.558.284	11.405.767	16.219.586	1.041.741	-	1.041.741	2.291.023	2.598.536	13.765.541	18.655.100	
	16.114.333	19.686.225	11.405.767	47.206.325	3.661.244	10.147.008	13.808.252	16.263.815	17.013.841	25.161.484	58.439.140	

	12-2012				12-2011							
	No Corriente				Corriente			No 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	
	-	-	-	-	2	-	2	-	-	-	-	
	-	-	-	-	27	-	27	-	-	-	-	
	-	-	-	-	7.749.998	14.969.290	22.719.288	12.851.153	37.735.332	-	50.586.485	
	-	-	-	-	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-	
	5.629.544	-	-	5.629.544	679.866	1.133.110	1.812.976	-	-	-	-	
	-	-	-	-	3.929.271	-	3.929.271	-	-	-	-	
	-	-	-	-	11.197.341	-	11.197.341	-	-	-	-	
	23.271.708	22.831.600	12.665.160	58.768.468	4.941.520	10.526.077	15.467.597	23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480	
	2.375.163	2.224.100	1.703.248	6.302.511	205.853	613.419	819.272	2.035.832	2.239.892	2.816.907	7.092.631	
	-	-	-	-	-	1.235	1.235	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	3.958	3.958	-	-	-	-	
	910.845	-	-	910.845	1.049.301	3.073.192	4.122.493	5.366.340	-	-	5.366.340	
	33.187	-	1.325.728	1.358.915	16.411	113.158	129.569	108.803	-	1.448.799	1.557.602	
	19.261.134	9.944.359	6.165.602	35.371.095	1.975.303	6.454.541	8.429.844	24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027	
	-	-	-	-	-	4.532.108	4.532.108	-	-	-	-	
	11.473.840	-	-	11.473.840	5.567.428	16.072.830	21.640.258	27.967.533	-	-	27.967.533	
	5.005.894	4.687.321	7.797.798	17.491.013	1.289.715	3.067.631	4.357.346	6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275	
	1.413.400	-	-	1.413.400	-	3.176.291	3.176.291	4.764.438	-	-	4.764.438	
	69.374.715	39.687.380	29.657.536	138.719.631	38.602.036	77.662.351	116.264.387	107.046.547	73.724.319	44.335.945	225.106.811	

18.5 Otros aspectos

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

Nota 19 Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

19.1. Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

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

Posición neta

	31-12-12 %	31-12-11 %
Tasa de interés fijo	61%	62%
Tasa de interés variable	39%	38%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio

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

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

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

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

19.3. Riesgo de commodities

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

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

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

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

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

19.4. Riesgo de liquidez

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

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

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

19.5. Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

19.6. Medición del riesgo.

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

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

- Deuda
- Derivados financieros.

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

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

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

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

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

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

Posiciones financieras	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Tipo de interés	16.015.372	41.560.004
Tipo de cambio	2.344.016	3.602.591
Correlación	(638.396)	(310.050)
Total	17.720.992	44.852.545

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

Nota 20 Instrumentos Financieros

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

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

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

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

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

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

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

20.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

a. Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

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

	31 de diciembre de 2012				31 de diciembre de 2011			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	51.876	29.200.554	4.666.417	227.784.641	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	51.876	29.200.554	4.648.602	224.676.991	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	17.815	3.107.650	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	51.876	32.384.466	4.850.754	233.368.171	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735

Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

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

c. Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados

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

Derivados financieros	31 de diciembre de 2012							
	Valor razonable 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:	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de flujos de caja	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286
Cobertura de tipo de cambio:	(203.198.628)	10.905.551	490.286.790	1.785.653	216.342.351	-	-	719.320.345
Cobertura de flujos de caja	(200.073.163)	9.407.392	488.681.512	65.598	216.342.351	-	-	714.496.853
Cobertura de valor razonable	(3.125.465)	1.498.159	1.605.278	1.720.055	-	-	-	4.823.492
Derivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	(205.782.583)	17.492.816	608.118.174	35.311.546	260.131.845	20.679.250	-	941.733.631

Derivados financieros	31 de diciembre 2011							
	Valor razonable 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
Deivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294
TOTAL	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457

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

20.3 Jerarquías del valor razonable

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

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-11 M\$	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	47.504	-	47.504	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	86.852	86.852	-	-
Total	13.060.789	86.852	12.973.937	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés cargo plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros corto plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

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

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

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

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

Nota 21 Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Acreedores comerciales	414.477.338	393.066.581	-	-
Otras cuentas por pagar	798.782.397	841.997.878	14.257.438	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.213.259.735	1.235.064.459	14.257.438	14.304.607

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	Uno a cinco años			
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Proveedores por compra de energía	367.620.139	354.964.500	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	46.857.199	38.102.081	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	537.415.415	529.596.153	24.806	243.790
Dividendos por pagar a terceros	117.318.367	161.073.860	-	-
Multas y reclamaciones (*)	78.970.305	74.994.982	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	24.036.804	17.971.576	7.544.852	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	5.416.568	17.684.946	4.151.439	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	16.988.406	11.514.861	-	-
Obligaciones programas sociales	3.663.538	14.987.123	-	-
Otras cuentas por pagar	14.972.994	14.174.377	2.536.341	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.213.259.735	1.235.064.459	14.257.438	14.304.607

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

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

Nota 22 Provisiones

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

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Provisión de reclamaciones legales	31.476.623	49.741.677	156.269.126	186.849.932
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	20.612.156	13.806.632
Provisión proveedores y servicios	11.635.899	9.689.600	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	27.311.499	31.162.406	100.707	65.221
Provisiones de riesgos	-	-	-	38.388
Otras provisiones	20.706.674	9.108.971	97.000	1.813.468
Total	91.130.695	99.702.654	177.078.989	202.573.641

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

	Por Garantía 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
Provisiones Adicionales	-	-	6.293.131	-	6.293.131
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	(10.979.847)	2.890	1.732.867	(9.244.090)
Provisión Utilizada	-	(35.949.989)	(112.792)	(18.253.231)	(54.316.012)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	26.299.019	368.411	20.531.128	47.198.558
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	-	(28.538.459)	210.754	(7.091.382)	(35.419.087)
Otro Incremento (Decremento)	-	323.416	43.130	11.054.343	11.420.889
Total Movimientos en Provisiones	-	(48.845.860)	6.805.524	7.973.725	(34.066.611)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	-	187.745.749	20.612.156	59.851.779	268.209.684

	Por Garantía 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
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

Nota 23 Obligaciones por Beneficios Post Empleo

23.1 Aspectos generales:

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

a) Beneficios de prestación definida:

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

b) Otros Beneficios

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

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

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

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

c) Beneficios de aportación definida

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

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros

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

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	265.067.889	277.526.013
Total Pasivo	265.067.889	277.526.013
Total Obligaciones Post Empleo, neto	265.067.889	277.526.013

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Obligaciones post empleo	637.730.012	600.384.950
(-) Plan de activos (*)	(393.880.165)	(366.137.888)
Total	243.849.847	234.247.062
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	21.218.042	31.908.269
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	-	11.370.682
Total Obligaciones Post Empleo, neto	265.067.889	277.526.013

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).
 (**) Las filiales brasileñas deben mantener un mínimo de financiación para cubrir el déficit por aportes comprometidos a la patrocinadora.

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

	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-09 M\$	31-12-08 M\$
Pasivo Actuarial	637.730.012	600.384.950	554.990.745	510.334.175	443.320.261
Activos Afectos	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)	(264.762.082)
Diferencia	243.849.847	234.247.062	177.750.886	147.643.838	178.558.179
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y Párrafo 58 (b) de la NIC 19.	21.218.042	43.278.951	42.952.266	39.960.319	2.126.401
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	(2.786.493)	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	265.067.889	277.526.013	217.916.659	187.604.157	180.684.580

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

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

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

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

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

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

	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Acciones	3	5
Inmuebles	12.825.725	10.152.936
Total	12.825.728	10.152.941

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

Categoría de los Activos del Plan	31-12-12		31-12-11	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	52.904.778	13%	55.291.894	16%
Activos de renta fija	295.967.203	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	29.632.539	8%	20.653.101	6%
Otros	15.375.645	4%	14.549.487	3%
Total	393.880.165	100%	366.137.888	100%

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

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

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	3.103.256	4.355.454	4.455.159
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	54.464.782	57.048.714	52.703.379
Rendimiento esperado de activos del plan	(34.379.133)	(44.345.866)	(41.253.550)
Costo de servicio pasado plan de prestaciones definidas	656.779	4.385.031	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	23.845.684	21.443.333	15.904.988
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	15.001.248	62.246.623	48.495.375
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	38.846.932	83.689.956	64.400.363

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

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

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

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2012, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$59.772.523 (M\$54.571.512 al 31 de diciembre de 2011) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$71.631.961 (M\$65.049.753 al 31 de diciembre de 2011) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

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

- Desembolso futuro:**

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

Nota 24 Patrimonio

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

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

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

24.1.2 Dividendos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
72	Definitivo	20-04-05	0,41654	2004
73	Definitivo	03-04-06	1,00000	2005
74	Provisorio	26-12-06	1,11000	2006
75	Definitivo	23-05-07	4,89033	2006
76	Provisorio	27-12-07	0,53119	2007
77	Definitivo	30-04-08	3,41256	2007
78	Provisorio	19-12-08	1,53931	2008
79	Definitivo	12-05-09	4,56069	2008
80	Provisorio	17-12-09	2,45677	2009
81	Definitivo	06-05-10	4,64323	2009
82	Provisorio	27-01-11	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-11	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-12	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-12	4,28410	2011
86	Provisorio	25-01-13	1,21538	2012

24.2 Reservas por Diferencias de Conversión.

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

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(68.251.285)	(72.109.861)	(71.531.480)
Ampla Energía E Serviços S.A.	52.686.506	125.398.489	131.368.333
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	3.513.918	1.047.218	2.457.495
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	22.285.125	20.185.717	8.383.309
Edelnor	6.517.665	10.327.272	(10.033.638)
Investluz S.A.	(5.725.690)	3.630.372	3.645.236
Endesa Brasil S.A.	(104.168.848)	20.839.624	32.580.194
Central Costanera S.A.	(2.677.497)	(6.301.808)	(6.826.288)
Gas Atacama S.A.	(646.559)	3.979.726	(2.013.576)
Emgesa S.A. E.S.P.	53.834.515	51.141.069	38.858.582
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(19.040.997)	(9.846.088)	(10.306.187)
Generandes Perú S.A.	24.592.212	28.938.192	766.900
Grupo Synapsis	-	-	(1.148.937)
Grupo CAM	-	-	(2.087.946)
Otros	(3.639.124)	(607.254)	(833.107)
TOTAL	(40.720.059)	176.622.668	113.278.890

24.3 Gestión del capital

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

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

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

24.5 Otras Reservas

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

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

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

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

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

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

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

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

- (ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “adopción por primera vez”).
- (iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Endesa Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

24.6 Participaciones no controladoras

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

24.7 Ampliación de capital

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

Las características aprobadas de este aumento son las siguientes:

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

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

Nota 25 Ingresos

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

	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Ingresos de actividades ordinarias			
Ventas de energía (1)	5.793.163.853	5.805.296.274	5.653.724.917
Otras ventas	20.348.542	31.746.174	50.570.774
Ventas equipos de medida	2.588.881	2.229.019	2.621.293
Ventas de productos y servicios	17.759.661	29.517.155	47.949.481
Otras prestaciones de servicios	446.796.834	417.209.641	474.934.133
Peajes y transmisión	319.135.832	249.719.988	182.638.100
Arriendo equipos de medida	4.653.801	6.540.680	9.646.546
Alumbrado público	32.613.523	27.583.293	31.092.463
Verificaciones y enganches	13.653.352	15.605.137	14.106.659
Servicios de ingeniería y consultoría	17.620.795	11.896.382	39.313.843
Otras prestaciones	59.119.531	105.864.161	198.136.522
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.260.309.229	6.254.252.089	6.179.229.824

	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Otros ingresos por naturaleza			
Ingresos por contratos de construcción	151.969.334	179.051.253	252.401.048
Apoyos mutuos	32.822.150	25.188.962	23.287.510
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	11.952.534	8.693.287	10.611.783
Arrendamientos	1.202.395	765.055	699.787
Ventas de nuevos negocios	12.824.744	12.619.489	11.380.343
Otros Ingresos (2)	106.586.928	54.310.209	85.970.818
Total Otros ingresos por naturaleza	317.358.085	280.628.255	384.351.289

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

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

Nota 26 Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Materias primas y consumibles utilizados			
Compras de energía	(1.855.330.312)	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)
Consumo de combustible	(782.263.736)	(742.639.363)	(672.038.103)
Gastos de transporte	(469.848.829)	(393.991.121)	(405.983.092)
Costos por contratos de construcción	(151.969.334)	(179.051.253)	(252.401.048)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(457.713.276)	(459.934.694)	(636.509.375)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.717.125.487)	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)

Nota 27 Gastos por Beneficios a los Empleados

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

	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Gastos por beneficios a los empleados			
Sueldos y salarios	(301.116.418)	(277.553.004)	(295.339.462)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(5.852.072)	(6.353.643)	(5.837.977)
Seguridad social y otras cargas sociales	(106.722.394)	(92.915.099)	(63.391.743)
Otros gastos de personal	(2.654.256)	(1.730.380)	(10.108.831)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(416.345.140)	(378.552.126)	(374.678.013)

Nota 28 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Depreciaciones	(340.383.481)	(322.218.490)	(338.040.266)
Amortizaciones	(102.471.242)	(102.681.546)	(110.977.009)
Subtotal	(442.854.723)	(424.900.036)	(449.017.275)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(43.105.193)	(136.157.459)	(108.373.429)
Total	(485.959.916)	(561.057.495)	(557.390.704)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(33.173.360)	(18.649.480)	(95.391.111)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver nota 11)	-	-	(14.881.960)
Plusvalía (ver nota 14)	-	(14.379.823)	-
Inmovilizado (ver nota 15 x)	(12.578.098)	(106.449.843)	(1.340.235)
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 16)	2.646.265	3.321.687	3.239.877
Total	(43.105.193)	(136.157.459)	(108.373.429)

Nota 29 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Otros suministros y servicios	(65.075.819)	(95.222.224)	(130.232.972)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(213.336.835)	(180.880.189)	(113.944.110)
Reparaciones y conservación	(93.522.392)	(89.045.849)	(69.199.458)
Indemnizaciones y multas	(26.120.741)	(14.733.175)	(41.316.694)
Tributos y tasas	(24.734.526)	(90.333.630)	(26.456.298)
Primas de seguros	(23.994.238)	(20.745.032)	(19.147.361)
Arrendamientos y cánones	(18.905.120)	(17.042.089)	(16.980.825)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(7.991.376)	(10.316.261)	(16.207.055)
Otros aprovisionamientos	(23.758.539)	(10.929.579)	(9.240.977)
Gastos de viajes	(7.981.802)	(6.428.292)	(4.306.510)
Gastos de medioambiente	(4.704.522)	(5.022.077)	(3.402.509)
Total Otros gastos por naturaleza	(510.125.910)	(540.698.397)	(450.434.769)

Nota 30 Otras Ganancias (Pérdidas)

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

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	-	(10.733.882)	272.686
Ventas de terrenos	9.191.493	3.766.963	8.381.710
Otros	5.639.981	2.152.625	3.329.038
Total Otras ganancias (pérdidas)	14.831.474	(4.814.294)	11.983.434

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

Nota 31 Resultado Financiero

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

Ingresos financieros	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	61.202.506	76.186.468	68.144.673
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	34.379.133	44.345.866	41.253.550
Otros ingresos financieros	54.406.600	108.760.948	58.806.208
Ingresos por otros activos financieros (1)	114.720.996	4.319.587	3.032.517
Total Ingresos Financieros	264.709.235	233.612.869	171.236.948

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Costos Financieros	(453.447.437)	(465.411.363)	(438.358.251)
Préstamos bancarios	(43.179.075)	(57.873.580)	(64.983.625)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(204.574.008)	(212.931.127)	(193.181.616)
Arrendamientos financieros (leasing)	(3.281.822)	(2.937.215)	(3.056.546)
Valoración derivados financieros	(19.030.050)	(23.723.865)	(19.034.198)
Provisiones financieras	(47.191.100)	(35.959.378)	(21.006.595)
Obligación por beneficios post empleo	(54.464.782)	(57.048.714)	(52.703.379)
Gastos financieros activados	26.477.369	35.945.738	15.137.380
Otros costos financieros	(108.203.969)	(110.883.222)	(99.529.672)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)
Diferencias de cambio (**)	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474
Total Costos Financieros	(480.897.943)	(470.197.876)	(441.841.483)
Total Resultado Financiero	(216.188.708)	(236.585.007)	(270.604.535)

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

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	19.201	5.798	-
Otros activos financieros	5.629.466	8.659.909	5.270.820
Otros activos no financieros	1.425	1.912	922.841
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	181.103	63.114	(391.383)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.590.732	2.188.305	1.693.677
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(21.849.406)	(35.864.236)	(22.386.567)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	272.244	159.833	146.406
Otras provisiones	(163.246)	(281.472)	(49.233)
Otros pasivos no financieros	636.853	(25.366)	(262.267)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(2.517.811)	5.095.502	2.352.414
Otros activos financieros	6.021.281	6.146.671	15.284.485
Otros activos no financieros	113.953	9.102.795	(3.281.851)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(1.712.212)	17.354.961	(14.400.873)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(4.910)	175.066	34.249
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.196.956)	(11.293.585)	(373.873)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.353.385	(5.476.285)	15.576.463
Otros pasivos no financieros	(825.608)	(799.435)	(3.618.540)
Total Diferencias de Cambio	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474

Nota 32 Impuesto a las Ganancias

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

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(441.946.162)	(458.621.881)	(397.519.578)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente.)	68.352.902	42.545.139	51.094.799
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	627.769	(882.687)	(2.869.081)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(988.028)	(301.441)	(2.597.705)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(373.953.519)	(417.260.870)	(351.891.565)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(28.092.513)	(43.612.506)	7.335.286
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(9.845.202)	148.137	(1.450.689)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	-	(111.453)	-
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	(37.937.715)	(43.575.822)	5.884.597
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)

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

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(261.090.642)	(266.675.462)	(245.938.215)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(137.437.336)	(117.057.673)	(159.695.526)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	75.083.835	51.007.579	44.357.904
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(117.963.860)	(106.636.806)	(9.065.332)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(9.845.202)	148.137	(1.450.689)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	627.769	(882.687)	(2.869.081)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	38.734.202	(20.739.780)	28.653.971
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(150.800.592)	(194.161.230)	(100.068.753)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)

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

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

Nota 33 Información por Segmento

33.1 Criterios de segmentación.

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

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

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

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

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

33.2 Generación ,distribución y otros

Linea de Negocio
ACTIVOS
ACTIVOS CORRIENTES
Efectivo y equivalentes al efectivo
Otros activos financieros corrientes
Otros activos no financieros, corriente
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente
Inventarios
Activos por impuestos corrientes
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta
ACTIVOS NO CORRIENTES
Otros activos financieros no corrientes
Otros activos no financieros no corrientes
Derechos por cobrar no corrientes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación
Activos intangibles distintos de la plusvalía
Plusvalía
Propiedades, planta y equipo
Propiedad de inversión
Activos por impuestos diferidos
TOTAL ACTIVOS

	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
	1.013.418.718	1.212.585.323	972.698.943	1.007.409.597	368.400.772	305.970.088	2.354.518.433	2.525.965.008
	351.175.599	552.738.084	227.349.107	298.945.821	278.855.312	368.237.363	857.380.018	1.219.921.268
	58.019.211	914.209	47.888.142	25.011	88.593.445	-	194.500.798	939.220
	32.543.209	31.292.979	71.060.646	38.792.524	2.315.912	2.380.809	105.919.767	72.466.312
	264.449.963	355.609.508	590.560.176	610.324.178	14.194.427	11.668.702	869.204.566	977.602.388
	80.522.375	130.673.380	3.840.971	7.215.786	(51.334.435)	(102.606.574)	33.028.911	35.282.592
	65.683.582	55.906.768	13.480.478	16.354.914	4.315.433	5.663.862	83.479.493	77.925.544
	161.024.779	85.450.395	18.519.423	35.751.363	31.460.678	20.625.926	211.004.880	141.827.684
	-	-	-	-	-	-	-	-
	6.143.596.315	6.154.273.562	4.638.627.634	4.778.151.088	181.091.258	275.481.094	10.963.315.207	11.207.905.744
	33.402.903	13.598.337	378.529.672	2.826.723	27.183.342	20.930.001	439.115.917	37.355.061
	26.383.971	28.731.435	61.314.310	80.741.831	123.850	27.842	87.822.131	109.501.108
	150.483.725	175.400.312	51.808.642	267.256.936	685.326	671.202	202.977.693	443.328.450
	-	(1.863.216)	99.044	117.946	(99.044)	1.745.270	-	-
	595.392.564	591.668.155	510.762.349	503.610.981	(1.093.978.229)	(1.082.085.874)	12.176.684	13.193.262
	49.214.509	35.332.818	1.139.014.116	1.417.846.070	14.906.949	14.219.326	1.203.135.574	1.467.398.214
	101.760.013	106.399.041	110.434.834	129.382.377	1.187.681.742	1.240.622.708	1.399.876.589	1.476.404.126
	5.034.784.953	5.068.294.024	2.217.433.639	2.180.696.470	(8.598.383)	(6.259.488)	7.243.620.209	7.242.731.006
	-	-	-	-	46.922.970	38.055.889	46.922.970	38.055.889
	152.173.677	136.712.656	169.231.028	195.671.754	6.262.735	47.554.218	327.667.440	379.938.628
	7.157.015.033	7.366.858.885	5.611.326.577	5.785.560.685	549.492.030	581.451.182	13.317.833.640	13.733.870.752

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS

PASIVOS CORRIENTES

Otros pasivos financieros corrientes	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	
Otras provisiones corrientes	
Pasivos por impuestos corrientes	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	
Otros pasivos no financieros corrientes	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	

PASIVOS NO CORRIENTES

Otros pasivos financieros no corrientes	
Otras cuentas por pagar no corrientes	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	
Otras provisiones no corrientes	
Pasivo por impuestos diferidos	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	
Otros pasivos no financieros no corrientes	

PATRIMONIO NETO

Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	
Capital emitido	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	
Primas de emisión	
Otras reservas	
Participaciones no controladoras	

Total Patrimonio Neto y Pasivos

	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
	1.229.989.919	1.150.249.283	1.351.754.251	1.394.053.750	(200.631.935)	(83.769.398)	2.381.112.235	2.460.533.635
	416.888.973	365.375.002	238.078.498	292.160.116	15.214.737	14.547.220	670.182.208	672.082.338
	370.500.603	380.701.746	779.661.721	774.128.579	63.097.411	80.234.134	1.213.259.735	1.235.064.459
	301.401.943	234.167.088	139.176.662	126.083.948	(293.751.194)	(203.073.398)	146.827.411	157.177.638
	39.720.320	36.030.224	44.316.361	43.227.192	7.094.014	20.445.238	91.130.695	99.702.654
	91.149.629	122.601.990	76.419.202	110.935.913	5.567.879	2.315.339	173.136.710	235.853.242
	-	-	-	-	-	-	-	-
	10.328.451	11.373.233	74.101.807	47.518.002	2.145.218	1.762.069	86.575.476	60.653.304
	-	-	-	-	-	-	-	-
	2.040.272.104	2.231.327.095	1.436.704.775	1.572.059.394	495.975.948	573.796.771	3.972.952.827	4.377.183.260
	1.545.210.455	1.755.575.529	824.212.315	952.894.143	558.697.099	562.885.621	2.928.119.869	3.271.355.293
	175.898	243.234	14.081.540	14.060.817	-	556	14.257.438	14.304.607
	7.114.225	81.953	-	-	(7.114.225)	(81.953)	-	-
	26.347.451	20.833.139	144.386.384	181.636.893	6.345.154	103.609	177.078.989	202.573.641
	368.906.755	341.568.310	196.503.392	162.528.439	(46.384.101)	4.341.506	519.026.046	508.438.255
	39.720.916	36.504.909	218.519.259	234.826.662	6.827.714	6.194.442	265.067.889	277.526.013
	52.796.404	76.520.021	39.001.885	26.112.440	(22.395.693)	352.990	69.402.596	102.985.451
	3.886.753.010	3.985.282.507	2.822.867.551	2.819.447.541	254.148.017	91.423.809	6.963.768.578	6.896.153.857
	3.886.753.010	3.985.282.507	2.822.867.551	2.819.447.541	254.148.017	91.423.809	3.893.798.571	3.895.728.606
	1.488.171.918	1.752.890.037	829.508.479	1.010.886.630	507.202.438	61.106.168	2.824.882.835	2.824.882.835
	1.890.441.860	1.838.419.172	1.283.404.467	957.047.345	(752.567.486)	(562.497.637)	2.421.278.841	2.232.968.880
	206.008.557	-	4.180.489	-	(51.429.398)	158.759.648	158.759.648	158.759.648
	302.130.675	393.973.298	705.774.116	851.513.566	550.942.463	434.055.630	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
	-	-	-	-	-	-	3.069.970.007	3.000.425.251
	7.157.015.033	7.366.858.885	5.611.326.577	5.785.560.685	549.492.030	581.451.182	13.317.833.640	13.733.870.752

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
INGRESOS	2.727.263.010	2.700.026.218	2.780.604.080
Ventas	2.659.632.536	2.681.583.403	2.735.336.937
Ventas de energía	2.519.046.562	2.587.301.858	2.599.487.673
Otras ventas	9.891.453	10.642.489	15.262.308
Otras prestaciones de servicios	130.694.521	83.639.056	120.586.956
Otros ingresos de explotación	67.630.474	18.442.815	45.267.143
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.459.307.267)	(1.272.985.092)	(1.300.760.188)
Compras de energía	(359.323.987)	(272.699.080)	(264.194.654)
Consumo de combustible	(782.255.866)	(742.631.157)	(672.030.596)
Gastos de transporte	(245.278.912)	(210.422.135)	(233.134.592)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(72.448.502)	(47.232.720)	(131.400.346)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.267.955.743	1.427.041.126	1.479.843.892
Trabajos para el Inmovilizado	13.476.347	6.404.803	688.024
Gastos de Personal	(118.485.904)	(84.624.505)	(76.018.545)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(126.226.860)	(148.540.710)	(109.570.881)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.036.719.326	1.200.280.714	1.294.942.490
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(235.633.898)	(205.906.910)	(244.848.894)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	801.085.428	994.373.804	1.050.093.596
RESULTADO FINANCIERO	(144.688.843)	(96.533.304)	(139.201.816)
Ingresos financieros	38.804.106	88.970.416	27.878.995
Gastos financieros	(170.216.457)	(187.258.748)	(178.031.427)
Resultados por Unidades de Reajuste	(710.227)	(5.369.555)	(2.885.747)
Diferencias de cambio	(12.566.265)	7.124.583	13.836.363
Positivas	20.648.464	36.535.322	59.331.363
Negativas	(33.214.729)	(29.410.739)	(45.495.000)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	9.845.902	8.215.763	811.855
Resultado de Otras Inversiones	657.026	1.038.160	234.251
Resultados en Ventas de Activos	735.259	975.577	1.631.416
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	667.634.772	908.070.000	913.569.302
Impuesto Sobre Sociedades	(211.488.549)	(255.341.927)	(197.493.560)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	456.146.223	652.728.073	716.075.742
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	456.146.223	652.728.073	716.075.742
RESULTADO DEL PERÍODO	456.146.223	652.728.073	716.075.742
Sociedad dominante	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-

	Distribución				Eliminaciones y otros		Totales		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
	4.460.244.983	4.447.427.469	4.392.625.917	(609.840.679)	(612.573.343)	(609.648.884)	6.577.667.314	6.534.880.344	6.563.581.113
	4.217.769.377	4.187.214.704	4.053.333.247	(617.092.684)	(614.546.018)	(609.440.360)	6.260.309.229	6.254.252.089	6.179.229.824
	3.854.175.793	3.830.011.900	3.754.753.999	(580.058.502)	(612.017.484)	(700.516.755)	5.793.163.853	5.805.296.274	5.653.724.917
	11.735.865	8.391.707	9.220.770	8.438.089	12.711.978	26.087.696	30.065.407	31.746.174	50.570.774
	351.857.719	348.811.097	289.358.478	(45.472.271)	(15.240.512)	64.988.699	437.079.969	417.209.641	474.934.133
	242.475.606	260.212.765	339.292.670	7.252.005	1.972.675	(208.524)	317.358.085	280.628.255	384.351.289
	(2.883.450.602)	(2.904.965.972)	(2.861.855.754)	625.632.382	639.516.335	640.969.688	(3.717.125.487)	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)
	(2.076.163.493)	(2.099.527.411)	(1.988.241.950)	580.157.168	609.408.193	697.721.968	(1.855.330.312)	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)
	-	-	-	(7.870)	(8.206)	(7.507)	(782.263.736)	(742.639.363)	(672.038.103)
	(272.879.404)	(228.281.706)	(216.929.666)	48.309.487	44.712.720	44.081.166	(469.848.829)	(393.991.121)	(405.983.092)
	(534.407.705)	(577.156.855)	(656.684.138)	(2.826.403)	(14.596.372)	(100.825.939)	(609.682.610)	(638.985.947)	(888.910.423)
	1.576.794.381	1.542.461.497	1.530.770.163	15.791.703	26.942.992	31.320.804	2.860.541.827	2.996.445.615	3.041.934.859
	35.377.340	39.331.002	34.742.737	-	4.437.307	9.438.604	48.853.687	50.173.112	44.869.365
	(265.751.973)	(252.417.780)	(215.810.871)	(32.107.263)	(41.509.841)	(82.848.597)	(416.345.140)	(378.552.126)	(374.678.013)
	(387.022.650)	(389.777.503)	(366.421.018)	3.123.600	(2.380.184)	25.557.129	(510.125.910)	(540.698.397)	(450.434.770)
	959.397.098	939.597.216	983.281.011	(13.191.960)	(12.509.726)	(16.532.060)	1.982.924.464	2.127.368.204	2.261.691.441
	(260.150.321)	(347.074.905)	(291.545.800)	9.824.303	(8.075.680)	(20.996.010)	(485.959.916)	(561.057.495)	(557.390.704)
	699.246.777	592.522.311	691.735.211	(3.367.657)	(20.585.406)	(37.528.070)	1.496.964.548	1.566.310.709	1.704.300.737
	(46.679.711)	(114.211.524)	(94.631.362)	(24.820.154)	(25.840.179)	(36.771.357)	(216.188.708)	(236.585.007)	(270.604.535)
	215.787.202	127.716.519	132.691.391	10.117.927	16.925.934	10.666.562	264.709.235	233.612.869	171.236.948
	(265.607.111)	(242.555.022)	(227.390.652)	(17.623.869)	(35.597.593)	(32.936.172)	(453.447.437)	(465.411.363)	(438.358.251)
	1.204.984	42.067	153.805	(13.176.385)	(19.764.715)	(12.323.764)	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)
	1.935.214	584.912	(85.906)	(4.137.827)	12.596.195	(2.177.983)	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474
	3.704.945	4.951.758	7.255.856	24.407.877	39.385.744	24.744.149	48.761.286	80.872.824	91.331.368
	(1.769.731)	(4.366.846)	(7.341.762)	(28.545.704)	(26.789.549)	(26.922.132)	(63.530.164)	(60.567.134)	(79.758.894)
	310	468	911	(310)	249.673	202.973	9.845.902	8.465.904	1.015.739
	80.290	70	-	-	-	38.435	737.316	1.038.230	272.686
	987.306	(313.790)	1.365.276	12.371.593	(6.514.311)	8.714.057	14.094.158	(5.852.524)	11.710.749
	653.634.972	477.997.535	598.470.036	(15.816.528)	(52.690.223)	(65.343.962)	1.305.453.216	1.333.377.312	1.446.695.376
	(213.455.380)	(200.528.618)	(141.600.737)	13.052.695	(4.966.147)	(6.912.671)	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)
	440.179.592	277.468.917	456.869.299	(2.763.833)	(57.656.370)	(72.256.633)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	440.179.592	277.468.917	456.869.299	(2.763.833)	(57.656.370)	(72.256.633)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
	440.179.592	277.468.917	456.869.299	(2.763.833)	(57.656.370)	(72.256.633)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
	-	-	-	-	-	-	377.350.521	375.471.254	486.226.814
	-	-	-	-	-	-	516.211.461	497.069.366	614.461.594

33.3 Países

País ACTIVOS	Chile		Argentina		Brasil		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	
ACTIVOS CORRIENTES	831.919.458	1.117.076.586	140.651.609	198.804.567	742.319.957	680.639.176	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	257.595.771	588.127.702	20.619.433	43.522.761	195.713.589	277.962.207	
Otros activos financieros corrientes	3.865	47.504	248.729	143.638	143.275.069	-	
Otros Activos No Financieros, Corriente	11.275.320	8.430.910	1.207.678	2.444.742	72.727.847	43.310.737	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	315.294.444	338.292.487	70.793.684	108.345.327	291.578.428	318.551.280	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	31.805.819	49.976.938	33.308.107	34.084.870	11.804.423	-	
Inventarios	42.118.709	37.057.881	6.392.567	4.921.951	659.321	1.266.810	
Activos por impuestos corrientes	173.825.530	95.143.164	8.081.411	5.341.278	26.561.280	39.548.142	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la ventax	-	-	-	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.726.466.170	7.893.250.054	586.838.081	593.346.110	3.338.211.800	3.805.276.862	
Otros activos financieros no corrientes	58.719.191	32.942.181	194.354	161.140	375.250.800	27.818	
Otros activos no financieros no corrientes	414.689	599.529	1.833.586	1.984.737	83.997.877	106.916.842	
Derechos por cobrar no corrientes	7.548.389	4.531.190	146.227.334	151.690.773	35.809.875	273.379.275	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.712.830	6.179.892	-	-	32.432.608	44.861.006	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.494.808.784	4.681.940.902	58.167.386	4.727.255	1.042.410.728	1.217.587.204	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	38.128.352	40.438.658	3.460.809	3.649.971	1.104.062.844	1.375.676.408	
Plusvalía	2.311.535	2.312.632	1.902.217	2.357.592	100.004.647	119.058.905	
Propiedades, planta y equipo	2.975.632.116	2.998.303.344	369.087.363	424.077.441	388.190.909	479.342.553	
Propiedad de inversión	46.922.970	38.055.889	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	96.267.314	87.945.837	5.965.032	4.697.201	176.051.512	188.426.851	
TOTAL ACTIVOS	8.558.385.628	9.010.326.640	727.489.690	792.150.677	4.080.531.757	4.485.916.038	

País PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Chile		Argentina		Brasil		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	
PASIVOS CORRIENTES	731.293.242	661.869.058	592.608.749	494.783.567	444.716.883	650.237.150	
Otros pasivos financieros corrientes	239.780.483	88.087.416	156.782.528	105.336.295	111.001.976	288.730.920	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	320.960.507	405.601.668	335.942.011	283.219.858	246.490.233	234.837.848	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	92.373.636	48.929.239	32.357.914	45.686.586	31.861.534	34.092.017	
Otras provisiones corrientes	41.152.803	54.333.202	30.095.780	25.324.807	1.559.596	6.801.936	
Pasivos por impuestos corrientes	32.415.239	58.625.870	10.649.219	12.379.051	35.085.220	67.476.356	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	4.610.574	6.291.663	26.781.297	22.836.970	18.718.324	18.298.073	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.537.883.407	1.819.290.887	113.903.928	206.938.488	860.959.079	929.216.917	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.208.350.892	1.538.473.627	23.630.252	113.544.053	465.777.075	515.352.311	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	175.794	1.146.930	14.081.644	13.157.677	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	37.013.568	34.248.823	-	-	
Otras provisiones no corrientes	25.283.772	17.935.877	7.830.745	9.239.778	137.536.697	168.801.883	
Pasivo por impuestos diferidos	221.385.312	204.262.599	10.812.791	13.419.881	113.029.606	67.691.941	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	40.221.634	35.817.248	7.014.199	7.627.051	127.516.473	149.353.832	
Otros pasivos no financieros no corrientes	42.641.797	22.801.536	27.426.579	27.711.972	3.017.584	14.859.273	
PATRIMONIO NETO	6.289.208.979	6.529.166.695	20.977.013	90.428.622	2.774.855.795	2.906.461.971	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.289.208.979	6.529.166.695	20.977.013	90.428.622	2.774.855.795	2.906.461.971	
Capital emitido	5.183.178.569	5.517.944.809	192.387.594	230.798.614	946.283.652	1.768.841.536	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.699.189.299	2.728.371.595	(177.577.796)	(99.901.666)	640.153.933	459.494.106	
Primas de emisión	365.334.507	158.759.648	-	-	630.233.239	-	
Otras reservas	(1.958.493.396)	(1.875.909.357)	6.167.215	(40.468.326)	558.184.971	678.126.329	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.558.385.628	9.010.326.640	727.489.690	792.150.677	4.080.531.757	4.485.916.038	

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
528.267.777	439.170.846	154.280.243	138.640.931	(42.920.611)	(48.367.098)	2.354.518.433	2.525.965.008
320.342.460	268.253.856	63.108.765	42.054.742	-	-	857.380.018	1.219.921.268
50.921.259	699.517	51.876	48.561	-	-	194.500.798	939.220
13.799.808	13.185.071	6.909.114	5.094.852	-	-	105.919.767	72.466.312
123.660.742	137.785.949	66.634.074	73.975.674	1.243.194	651.671	869.204.566	977.602.388
239.701	30.857	34.666	208.696	(44.163.805)	(49.018.769)	33.028.911	35.282.592
17.026.589	17.676.019	17.282.307	17.002.883	-	-	83.479.493	77.925.544
2.277.218	1.539.577	259.441	255.523	-	-	211.004.880	141.827.684
-	-	-	-	-	-	-	-
2.541.027.789	2.353.927.049	1.243.142.279	1.246.563.957	(4.472.370.912)	(4.684.458.288)	10.963.315.207	11.207.905.744
1.243.527	1.214.684	3.708.045	3.009.238	-	-	439.115.917	37.355.061
1.710.515	-	-	-	(134.536)	-	87.822.131	109.501.108
13.392.095	13.727.212	-	-	-	-	202.977.693	443.328.450
-	-	-	-	(38.145.438)	(51.040.898)	-	-
1.716	76	51.856.847	49.887.780	(5.635.068.777)	(5.940.949.955)	12.176.684	13.193.262
44.835.547	44.330.454	12.648.022	3.302.723	-	-	1.203.135.574	1.467.398.214
13.384.051	13.209.651	8.703.399	10.361.690	1.273.570.740	1.329.103.656	1.399.876.589	1.476.404.126
2.366.990.760	2.184.994.520	1.164.386.651	1.178.479.794	(20.667.590)	(22.466.646)	7.243.620.209	7.242.731.006
-	-	-	-	-	-	46.922.970	38.055.889
99.469.578	96.450.452	1.839.315	1.522.732	(51.925.311)	895.555	327.667.440	379.938.628
3.069.295.566	2.793.097.895	1.397.422.522	1.385.204.888	(4.515.291.523)	(4.732.825.386)	13.317.833.640	13.733.870.752

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
457.200.629	483.448.241	192.966.046	170.828.751	(37.673.314)	(633.132)	2.381.112.235	2.460.533.635
101.481.299	124.904.402	61.135.922	65.023.305	-	-	670.182.208	672.082.338
214.380.281	223.557.756	85.340.558	68.645.529	10.146.145	19.201.800	1.213.259.735	1.235.064.459
36.962.589	51.713.966	1.091.197	1.068.536	(47.819.459)	(24.312.706)	146.827.411	157.177.638
9.808.093	10.860	8.514.423	8.754.075	-	4.477.774	91.130.695	99.702.654
85.599.986	76.893.506	9.387.046	20.478.459	-	-	173.136.710	235.853.242
-	-	-	-	-	-	-	-
8.968.381	6.367.751	27.496.900	6.858.847	-	-	86.575.476	60.653.304
-	-	-	-	-	-	-	-
1.087.503.179	928.038.093	484.376.415	527.947.698	(111.673.181)	(34.248.823)	3.972.952.827	4.377.183.260
945.721.006	782.142.214	284.640.644	321.843.088	-	-	2.928.119.869	3.271.355.293
-	-	-	-	-	-	14.257.438	14.304.607
-	-	-	-	(37.013.568)	(34.248.823)	-	-
3.493.633	4.762.542	2.934.142	1.833.561	-	-	177.078.989	202.573.641
30.956.734	19.717.371	193.015.503	203.346.463	(50.173.900)	-	519.026.046	508.438.255
88.078.806	84.727.882	2.236.777	-	-	-	265.067.889	277.526.013
19.253.000	36.688.084	1.549.349	924.586	(24.485.713)	-	69.402.596	102.985.451
1.524.591.758	1.381.611.561	720.080.061	686.428.439	(4.365.945.028)	(4.697.943.431)	6.963.768.578	6.896.153.857
1.524.591.758	1.381.611.561	720.080.061	686.428.439	(4.365.945.028)	(4.697.943.431)	3.893.798.571	6.896.153.857
168.180.369	150.811.424	223.717.228	197.139.383	(3.888.864.577)	(5.040.652.931)	2.824.882.835	2.824.882.835
632.034.321	125.770.175	135.999.421	72.384.455	(1.508.520.337)	(1.053.149.785)	2.421.278.841	2.232.968.880
3.614.187	-	-	-	(840.422.285)	-	158.759.648	158.759.648
720.762.881	1.105.029.962	360.363.412	416.904.601	1.871.862.171	1.395.859.285	(1.511.122.753)	1.679.542.494
-	-	-	-	-	-	3.069.970.007	3.000.425.251
3.069.295.566	2.793.097.895	1.397.422.522	1.385.204.888	(4.515.291.523)	(4.732.825.386)	13.317.833.640	13.733.870.752

País	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES									
INGRESOS	1.951.674.107	2.124.479.297	2.085.557.501	668.889.354	675.647.122	658.417.051	2.128.031.611	2.165.287.761	2.230.116.193
Ventas	1.871.175.380	2.097.527.758	2.041.203.346	653.895.892	667.299.420	644.085.670	1.963.812.830	1.970.909.825	1.953.154.510
Ventas de energía	1.710.323.039	1.961.366.637	1.868.868.808	634.079.879	641.615.807	614.505.180	1.785.616.550	1.787.773.720	1.778.434.279
Otras ventas	21.064.337	21.888.297	37.515.316	412.885	-	-	5.800.382	6.072.128	3.332.080
Otras prestaciones de servicios	139.788.004	114.272.824	134.819.222	19.403.128	25.683.613	29.580.490	172.395.898	177.063.977	171.388.151
Otros ingresos de explotación	80.498.727	26.951.539	44.354.155	14.993.462	8.347.702	14.331.381	164.218.781	194.377.936	276.961.683
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.289.222.399)	(1.280.894.315)	(1.157.432.602)	(456.896.885)	(457.898.841)	(413.059.847)	(1.261.178.856)	(1.228.453.536)	(1.308.455.877)
Compras de energía	(678.966.060)	(747.064.363)	(542.253.232)	(188.141.869)	(153.569.548)	(148.902.836)	(602.540.950)	(587.111.958)	(543.260.558)
Consumo de combustible	(403.832.711)	(350.733.784)	(318.644.651)	(255.215.278)	(283.048.981)	(242.853.893)	(31.481.376)	(35.498.349)	(37.260.897)
Gastos de transporte	(183.856.206)	(146.853.453)	(183.181.403)	(4.645.155)	(9.143.907)	(4.875.869)	(142.758.291)	(107.475.644)	(93.660.230)
Otros provisionamientos variables y servicios	(22.567.422)	(36.242.715)	(113.353.316)	(8.894.583)	(12.136.405)	(16.427.249)	(484.398.239)	(498.367.585)	(634.274.192)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	662.451.708	843.584.982	928.124.899	211.992.469	217.748.281	245.357.204	866.852.755	936.834.225	921.660.316
Trabajos para el Inmovilizado	11.267.277	11.168.239	11.962.653	12.470.077	12.146.533	8.296.765	15.741.610	18.130.297	18.128.254
Gastos de Personal	(109.479.374)	(105.910.635)	(113.164.815)	(119.207.683)	(106.287.626)	(79.533.998)	(106.756.270)	(110.708.252)	(109.354.257)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(117.970.286)	(113.660.232)	(100.976.501)	(114.875.019)	(88.827.726)	(89.055.759)	(154.523.039)	(161.072.702)	(148.686.023)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	446.269.325	635.182.354	725.946.236	(9.620.156)	34.779.462	85.064.212	621.315.056	683.183.568	681.748.290
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(142.779.068)	(123.699.667)	(119.048.628)	(38.927.101)	(138.094.097)	(34.724.329)	(143.641.558)	(131.553.418)	(229.368.430)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	303.490.257	511.482.687	606.897.608	(48.547.257)	(103.314.635)	50.339.883	477.673.498	551.630.150	452.379.860
RESULTADO FINANCIERO	(90.680.060)	(78.797.719)	(106.356.565)	(64.962.488)	(31.563.414)	(15.788.697)	30.905.320	(32.405.059)	(64.838.758)
Ingresos financieros	25.219.811	34.484.561	15.604.598	8.339.316	13.314.838	10.926.110	214.704.387	173.831.176	132.197.987
Gastos financieros	(97.768.649)	(93.072.101)	(109.360.408)	(57.873.835)	(36.394.214)	(34.924.333)	(187.444.374)	(225.571.907)	(193.320.965)
Resultados por Unidades de Reajuste	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(5.449.594)	4.882.024	2.454.951	(15.427.969)	(8.484.038)	8.209.526	3.645.307	19.335.672	(3.715.780)
Positivas	33.256.197	53.545.105	38.536.192	9.384.231	6.006.240	20.715.091	9.445.578	29.865.459	30.931.909
Negativas	(38.705.791)	(48.663.081)	(36.081.241)	(24.812.200)	(14.490.278)	(12.505.565)	(5.800.271)	(10.529.787)	(34.647.689)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	9.845.902	8.215.729	811.657	-	250.141	203.884	-	-	-
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	158.287	1.053.408	1.626.786	579.029	498.877	1.596.643	-	-	29.251
Resultados en Ventas de Activos	12.182.160	(6.039.997)	8.825.168	2.032	-	-	1.983.259	-	(34.754)
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	234.996.546	435.914.108	511.804.654	(112.928.684)	(134.129.031)	36.351.713	510.562.077	519.225.091	387.535.599
Impuesto Sobre Sociedades	(56.244.909)	(110.530.699)	(91.503.756)	(2.938.736)	(34.044.480)	(13.131.879)	(131.150.308)	(129.039.820)	(66.998.716)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	178.751.637	325.383.409	420.300.898	(115.867.420)	(168.173.511)	23.219.834	379.411.769	390.185.271	320.536.883
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	178.751.637	325.383.409	420.300.898	(115.867.420)	(168.173.511)	23.219.834	379.411.769	390.185.271	320.536.883
RESULTADO DEL PERÍODO	178.751.637	325.383.409	420.300.898	(115.867.420)	(168.173.511)	23.219.834	379.411.769	390.185.271	320.536.883
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
	1.262.681.733	1.113.791.686	1.163.978.952	568.105.957	458.047.567	429.229.748	(1.715.448)	(2.373.089)	(3.718.332)	6.577.667.314	6.534.880.344	6.563.581.113
	1.226.947.305	1.080.920.739	1.135.970.285	546.249.646	439.967.436	408.534.345	(1.771.824)	(2.373.089)	(3.718.332)	6.260.309.229	6.254.252.089	6.179.229.824
	1.134.215.302	991.306.129	1.019.682.987	528.929.083	423.233.981	372.233.663	-	-	-	5.793.163.853	5.805.296.274	5.653.724.917
	2.749.302	3.289.633	6.557.919	38.501	565.295	4.375.367	-	(69.179)	(1.209.908)	30.065.407	31.746.174	50.570.774
	89.982.701	86.324.977	109.729.379	17.282.062	16.168.160	31.925.315	(1.771.824)	(2.303.910)	(2.508.424)	437.079.969	417.209.641	474.934.133
	35.734.428	32.870.947	28.008.667	21.856.311	18.080.131	20.695.403	56.376	-	-	317.358.085	280.628.255	384.351.289
	(445.729.779)	(385.326.627)	(463.847.068)	(264.153.581)	(185.931.510)	(180.533.345)	56.013	70.100	1.682.485	(3.717.125.487)	(3.538.434.729)	(3.521.646.254)
	(228.612.851)	(186.337.063)	(246.229.847)	(158.288.518)	(88.735.366)	(74.068.163)	1.219.936	-	-	(1.855.330.312)	(1.762.818.298)	(1.554.714.636)
	(36.215.949)	(23.946.682)	(27.780.401)	(55.518.422)	(49.411.567)	(45.498.261)	-	-	-	(782.263.736)	(742.639.363)	(672.038.103)
	(117.783.015)	(114.302.814)	(111.637.522)	(19.580.741)	(16.215.303)	(12.628.068)	(1.225.421)	-	-	(469.848.829)	(393.991.121)	(405.983.092)
	(63.117.964)	(60.740.068)	(78.199.298)	(30.765.900)	(31.569.274)	(48.338.853)	61.498	70.100	1.682.485	(609.682.610)	(638.985.947)	(888.910.423)
	816.951.954	728.465.059	700.131.884	303.952.376	272.116.057	248.696.403	(1.659.435)	(2.302.989)	(2.035.847)	2.860.541.827	2.996.445.615	3.041.934.859
	6.683.819	6.497.714	4.423.015	2.690.904	2.230.329	2.058.678	-	-	-	48.853.687	50.173.112	44.869.365
	(49.828.233)	(48.007.413)	(51.541.615)	(31.073.580)	(7.638.200)	(21.083.328)	-	-	-	(416.345.140)	(378.552.126)	(374.678.013)
	(83.570.075)	(146.263.633)	(78.880.441)	(40.846.681)	(33.100.304)	(33.890.176)	1.659.190	2.226.200	1.054.130	(510.125.910)	(540.698.397)	(450.434.770)
	690.237.465	540.691.727	574.132.843	234.723.019	233.607.882	195.781.577	(245)	(76.789)	(981.717)	1.982.924.464	2.127.368.204	2.261.691.441
	(107.406.499)	(101.908.200)	(102.190.376)	(63.764.857)	(59.219.178)	(60.339.333)	10.559.167	(6.582.935)	(11.719.608)	(485.959.916)	(561.057.495)	(557.390.704)
	582.830.966	438.783.527	471.942.467	170.958.162	174.388.704	135.442.244	10.558.922	(6.659.724)	(12.701.325)	1.496.964.548	1.566.310.709	1.704.300.737
	(65.771.378)	(76.360.671)	(62.523.560)	(28.142.657)	(22.714.456)	(25.742.132)	2.462.555	5.256.312	4.645.177	(216.188.708)	(236.585.007)	(270.604.535)
	13.449.518	11.407.941	11.883.669	5.284.506	2.723.717	2.116.913	(2.288.303)	(2.149.364)	(1.492.329)	264.709.235	233.612.869	171.236.948
	(79.035.438)	(87.553.973)	(74.211.667)	(33.613.441)	(24.968.532)	(28.154.018)	2.288.300	2.149.364	1.613.140	(453.447.437)	(465.411.363)	(438.358.251)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.681.628)	(25.092.203)	(15.055.706)
	(185.458)	(214.639)	(195.562)	186.278	(469.641)	294.973	2.462.558	5.256.312	4.524.366	(14.768.878)	20.305.690	11.572.474
	743.054	738.510	963.520	934.728	702.589	1.553.835	(5.002.502)	(9.985.079)	(1.369.179)	48.761.286	80.872.824	91.331.368
	(928.512)	(953.149)	(1.159.082)	(748.450)	(1.172.230)	(1.258.862)	7.465.060	15.241.391	5.893.545	(63.530.164)	(60.567.134)	(79.758.894)
	-	-	-	-	-	-	-	34	198	9.845.902	8.465.904	1.015.739
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	70	-	-	-	-	-	(514.125)	(2.979.994)	737.316	1.038.230	272.686
	(537.749)	(230.878)	2.515.018	464.456	418.351	405.317	-	-	-	14.094.158	(5.852.524)	11.710.749
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	516.521.839	362.192.048	411.933.925	143.279.961	152.092.599	110.105.429	13.021.477	(1.917.503)	(11.035.944)	1.305.453.216	1.333.377.312	1.446.695.376
	(169.989.950)	(142.998.659)	(134.315.662)	(49.815.919)	(44.223.034)	(40.056.955)	(1.751.412)	-	-	(411.891.234)	(460.836.692)	(346.006.968)
	346.531.889	219.193.389	277.618.263	93.464.042	107.869.565	70.048.474	11.270.065	(1.917.503)	(11.035.944)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	346.531.889	219.193.389	277.618.263	93.464.042	107.869.565	70.048.474	11.270.065	(1.917.503)	(11.035.944)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
	346.531.889	219.193.389	277.618.263	93.464.042	107.869.565	70.048.474	11.270.065	(1.917.503)	(11.035.944)	893.561.982	872.540.620	1.100.688.408
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	377.350.521	375.471.254	486.226.814
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	516.211.461	497.069.366	614.461.594

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio País	Generación					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ACTIVOS						
ACTIVOS CORRIENTES	437.423.354	581.738.393	65.350.914	113.950.708	188.095.512	229.070.896
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	47.373.205	230.289.585	6.613.187	22.383.610	74.132.078	131.040.180
Otros activos financieros corrientes	-	47.504	-	143.638	32.899.426	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	8.068.318	5.388.772	224.900	1.197.748	12.492.705	14.283.730
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	155.074.373	175.085.843	19.901.491	54.090.162	34.854.848	63.940.752
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	38.590.300	58.683.378	32.524.660	33.441.555	29.309.511	19.803.730
Inventarios	36.350.362	29.481.511	3.158.460	1.783.282	25.149	2.504
Activos por impuestos corrientes	151.966.796	82.761.800	2.928.216	910.713	4.381.795	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.021.480.859	4.058.185.785	282.190.205	319.979.207	484.097.928	600.244.367
Otros activos financieros no corrientes	31.534.104	12.014.822	108.154	161.140	1	-
Otros activos no financieros no corrientes	75.277	342.343	1.252.853	1.099.011	24.553.260	27.290.081
Derechos por cobrar no corrientes	-	160.518	144.560.890	150.312.091	2.908.137	21.685.968
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.712.830	6.179.892	-	-	29.806.493	42.997.790
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.576.108.743	1.594.961.765	2.743.725	3.428.479	9.072.881	10.801.536
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.783.179	11.005.836	126.534	176.228	2.647.693	1.410.902
Plusvalía	12.927	14.024	1.902.217	2.357.592	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.357.275.977	2.400.516.617	125.530.800	157.747.465	368.075.606	456.994.530
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	37.977.822	32.989.968	5.965.032	4.697.201	47.033.857	39.063.560
TOTAL ACTIVOS	4.458.904.213	4.639.924.178	347.541.119	433.929.915	672.193.440	829.315.263

Generación								
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	
285.719.119	239.044.005	80.363.358	75.650.050	(43.533.539)	(26.868.729)	1.013.418.718	1.212.585.323	
187.772.861	136.260.140	35.284.268	32.764.569	-	-	351.175.599	552.738.084	
25.067.909	674.506	51.876	48.561	-	-	58.019.211	914.209	
7.515.740	7.964.428	4.241.546	2.458.301	-	-	32.543.209	31.292.979	
35.378.529	45.507.596	18.439.139	16.985.155	801.583	-	264.449.963	355.609.508	
15.211.112	35.104.241	9.221.914	10.509.205	(44.335.122)	(26.868.729)	80.522.375	130.673.380	
13.257.329	11.993.970	12.892.282	12.645.501	-	-	65.683.582	55.906.768	
1.515.639	1.539.124	232.333	238.758	-	-	161.024.779	85.450.395	
-	-	-	-	-	-	-	-	
1.563.308.503	1.393.219.292	786.613.843	812.558.136	(994.095.023)	(1.029.913.225)	6.143.596.315	6.154.273.562	
1.236.511	1.205.585	524.133	216.790	-	-	33.402.903	13.598.337	
635.776	-	-	-	(133.195)	-	26.383.971	28.731.435	
3.014.698	3.241.735	-	-	-	-	150.483.725	175.400.312	
-	-	-	-	(35.519.323)	(51.040.898)	-	(1.863.216)	
-	-	51.856.848	49.887.780	(1.044.389.633)	(1.067.411.405)	595.392.564	591.668.155	
23.938.624	22.281.991	9.718.479	457.861	-	-	49.214.509	35.332.818	
5.194.342	5.126.657	8.703.399	10.361.690	85.947.128	88.539.078	101.760.013	106.399.041	
1.469.930.901	1.302.924.129	713.971.669	750.111.283	-	-	5.034.784.953	5.068.294.024	
-	-	-	-	-	-	-	-	
59.357.651	58.439.195	1.839.315	1.522.732	-	-	152.173.677	136.712.656	
1.849.027.622	1.632.263.297	866.977.201	888.208.186	(1.037.628.562)	(1.056.781.954)	7.157.015.033	7.366.858.885	

Línea de Negocio País	Generación								
	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES									
INGRESOS	1.156.117.994	1.257.995.225	1.345.370.795	347.671.353	395.296.464	358.089.711	361.855.124	309.049.119	359.211.026
Ventas	1.093.513.127	1.244.969.978	1.315.430.658	344.621.942	395.107.435	351.429.303	361.855.124	306.693.874	351.386.168
Ventas de energía	1.031.596.364	1.214.467.888	1.286.727.887	341.123.404	389.963.331	345.706.935	294.359.410	253.753.923	258.243.192
Otras ventas	9.891.453	10.642.489	15.262.308	-	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	52.025.310	19.859.601	13.440.463	3.498.538	5.144.104	5.722.368	67.495.714	52.939.951	93.142.976
Otros ingresos de explotación	62.604.867	13.025.247	29.940.137	3.049.411	189.029	6.660.408	-	2.355.245	7.824.858
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(764.220.474)	(679.798.692)	(666.388.433)	(281.490.845)	(315.717.397)	(267.824.397)	(131.313.182)	(55.607.090)	(109.560.464)
Compras de energía	(217.043.011)	(205.693.620)	(139.373.210)	(13.485.770)	(13.740.208)	(9.296.132)	(52.245.893)	(9.943.885)	(27.257.255)
Consumo de combustible	(403.824.842)	(350.725.578)	(318.637.144)	(255.215.278)	(283.048.981)	(242.853.893)	(31.481.375)	(35.498.349)	(37.260.897)
Gastos de transporte	(146.788.041)	(115.056.998)	(161.189.862)	(4.074.257)	(8.165.583)	(3.636.524)	(16.161.314)	(16.353.299)	(5.098.408)
Otros provisionamientos variables y servicios	3.435.420	(8.322.496)	(47.188.217)	(8.715.540)	(10.762.625)	(12.037.848)	(31.424.600)	6.188.443	(39.943.904)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	391.897.520	578.196.533	678.982.362	66.180.508	79.579.067	90.265.314	230.541.942	253.442.029	249.650.562
Trabajos para el Inmovilizado	8.472.680	3.954.056	-	-	-	-	713.161	244.254	-
Gastos de Personal	(55.832.919)	(42.826.606)	(31.556.880)	(22.442.565)	(19.020.797)	(14.457.685)	(11.545.260)	(12.425.160)	(11.622.887)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(60.236.072)	(52.364.624)	(50.276.801)	(14.644.907)	(9.996.620)	(11.003.847)	(12.503.249)	(10.652.946)	(11.621.153)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	284.301.209	486.959.359	597.148.681	29.093.036	50.561.650	64.803.782	207.206.594	230.608.177	226.406.522
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(108.549.387)	(88.155.103)	(84.379.198)	(23.217.258)	(16.647.907)	(18.093.427)	(26.462.161)	(27.115.088)	(67.594.458)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	175.751.822	398.804.256	512.769.483	5.875.778	33.913.743	46.710.355	180.744.433	203.493.089	158.812.064
RESULTADO FINANCIERO	(62.789.726)	(47.157.682)	(62.503.182)	(37.240.393)	(24.064.353)	(9.499.131)	9.501.946	31.870.959	(20.035.955)
Ingresos financieros	6.276.879	15.047.206	4.880.575	2.968.512	6.318.260	1.504.063	24.959.636	62.448.962	19.217.791
Gastos financieros	(68.632.987)	(57.750.591)	(70.389.036)	(23.674.921)	(20.995.238)	(18.112.699)	(18.097.957)	(49.265.315)	(36.376.407)
Resultados por Unidades de Reajuste	(710.227)	(5.369.555)	(2.885.747)	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	276.609	915.258	5.891.026	(16.533.984)	(9.387.375)	7.109.505	2.640.267	18.687.312	(2.877.339)
Positivas	8.164.603	16.349.908	12.258.950	7.926.758	4.805.473	19.544.626	8.385.976	27.309.335	27.014.846
Negativas	(7.887.994)	(15.434.650)	(6.367.924)	(24.460.742)	(14.192.848)	(12.435.121)	(5.745.709)	(8.622.023)	(29.892.185)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	9.845.902	8.215.763	811.855	-	-	-	-	-	-
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	158.288	539.283	234.251	498.738	498.877	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	(16.158)	478.619	24.894	2.032	-	-	-	-	23.169
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	122.950.128	360.880.239	451.337.301	(30.863.845)	10.348.267	37.211.224	190.246.379	235.364.048	138.799.278
Impuesto Sobre Sociedades	(49.401.781)	(79.043.325)	(70.628.343)	(5.394.465)	(21.796.346)	(13.781.110)	(27.804.757)	(46.012.835)	(15.507.514)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	73.548.347	281.836.914	380.708.958	(36.258.310)	(11.448.079)	23.430.114	162.441.622	189.351.213	123.291.764
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	73.548.347	281.836.914	380.708.958	(36.258.310)	(11.448.079)	23.430.114	162.441.622	189.351.213	123.291.764
RESULTADO DEL PERÍODO	73.548.347	281.836.914	380.708.958	(36.258.310)	(11.448.079)	23.430.114	162.441.622	189.351.213	123.291.764
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-

	Generación											
	Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
	580.151.107	498.568.875	507.526.498	282.124.274	239.841.441	211.263.618	(656.842)	(724.906)	(857.568)	2.727.263.010	2.700.026.218	2.780.604.080
	579.490.649	496.505.095	507.148.312	280.813.676	239.031.927	210.800.064	(661.982)	(724.906)	(857.568)	2.659.632.536	2.681.583.403	2.735.336.937
	578.673.437	495.453.014	506.194.881	273.293.947	233.663.702	202.614.778	-	-	-	2.519.046.562	2.587.301.858	2.599.487.673
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.891.453	10.642.489	15.262.308
	817.212	1.052.081	953.431	7.519.729	5.368.225	8.185.286	(661.982)	(724.906)	(857.568)	130.694.521	83.639.056	120.586.956
	660.458	2.063.780	378.186	1.310.598	809.514	463.554	5.140	-	-	67.630.474	18.442.815	45.267.143
	(171.182.696)	(134.977.823)	(176.746.281)	(111.094.930)	(86.884.090)	(80.240.613)	(5.140)	-	-	(1.459.307.267)	(1.272.985.092)	(1.300.760.188)
	(49.214.202)	(29.508.762)	(72.764.711)	(28.555.290)	(13.812.605)	(15.503.346)	1.220.179	-	-	(359.323.987)	(272.699.080)	(264.194.654)
	(36.215.949)	(23.946.682)	(27.780.401)	(55.518.422)	(49.411.567)	(45.498.261)	-	-	-	(782.255.866)	(742.631.157)	(672.030.596)
	(57.311.261)	(54.452.560)	(50.431.204)	(19.718.720)	(16.393.695)	(12.778.594)	(1.225.319)	-	-	(245.278.912)	(210.422.135)	(233.134.592)
	(28.441.284)	(27.069.819)	(25.769.965)	(7.302.498)	(7.266.223)	(6.460.412)	-	-	-	(72.448.502)	(47.232.720)	(131.400.346)
	408.968.411	363.591.052	330.780.217	171.029.344	152.957.351	131.023.005	(661.982)	(724.906)	(857.568)	1.267.955.743	1.427.041.126	1.479.843.892
	4.133.486	2.187.900	688.024	157.020	18.593	-	-	-	-	13.476.347	6.404.803	688.024
	(15.935.879)	(13.009.393)	(12.219.664)	(12.729.281)	2.657.451	(6.161.429)	-	-	-	(118.485.904)	(84.624.505)	(76.018.545)
	(21.038.904)	(61.997.033)	(21.193.354)	(18.465.710)	(14.254.393)	(16.333.294)	661.982	724.906	857.568	(126.226.860)	(148.540.710)	(109.570.881)
	376.127.114	290.772.526	298.055.223	139.991.373	141.379.002	108.528.282	-	-	-	1.036.719.326	1.200.280.714	1.294.942.490
	(38.466.238)	(37.264.422)	(36.572.942)	(38.938.854)	(36.724.390)	(38.208.869)	-	-	-	(235.633.898)	(205.906.910)	(244.848.894)
	337.660.876	253.508.104	261.482.281	101.052.519	104.654.612	70.319.413	-	-	-	801.085.428	994.373.804	1.050.093.596
	(38.974.600)	(44.412.198)	(35.898.815)	(16.903.421)	(10.596.299)	(14.738.535)	1.717.351	(2.173.731)	3.473.802	(144.688.843)	(96.533.304)	(139.201.816)
	5.210.427	6.440.538	3.441.874	1.230.290	862.313	455.981	(1.841.638)	(2.146.863)	(1.621.289)	38.804.106	88.970.416	27.878.995
	(43.917.815)	(50.600.130)	(39.269.219)	(18.088.798)	(10.794.337)	(15.505.355)	2.196.021	2.146.863	1.621.289	(170.216.457)	(187.258.748)	(178.031.427)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(710.227)	(5.369.555)	(2.885.747)
	(267.212)	(252.606)	(71.470)	(44.913)	(664.275)	310.839	1.362.968	(2.173.731)	3.473.802	(12.566.265)	7.124.583	13.836.363
	407.595	370.895	184.162	3.196	19.821	805.044	(4.239.664)	(12.320.110)	(476.265)	20.648.464	36.535.322	59.331.363
	(674.807)	(623.501)	(255.632)	(48.109)	(684.096)	(494.205)	5.602.632	10.146.379	3.950.067	(33.214.729)	(29.410.739)	(45.495.000)
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.845.902	8.215.763	811.855
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	657.026	1.038.160	234.251
	187.055	70.187	1.127.732	562.330	426.771	455.621	-	-	-	735.259	975.577	1.631.416
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	298.873.331	209.166.093	226.711.198	84.711.428	94.485.084	56.036.499	1.717.351	(2.173.731)	3.473.802	667.634.772	908.070.000	913.569.302
	(97.612.299)	(80.740.375)	(76.639.668)	(31.275.247)	(27.749.046)	(20.936.925)	-	-	-	(211.488.549)	(255.341.927)	(197.493.560)
	201.261.032	128.425.718	150.071.530	53.436.181	66.736.038	35.099.574	1.717.351	(2.173.731)	3.473.802	456.146.223	652.728.073	716.075.742
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	201.261.032	128.425.718	150.071.530	53.436.181	66.736.038	35.099.574	1.717.351	(2.173.731)	3.473.802	456.146.223	652.728.073	716.075.742
	201.261.032	128.425.718	150.071.530	53.436.181	66.736.038	35.099.574	1.717.351	(2.173.731)	3.473.802	456.146.223	652.728.073	716.075.742
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

b) Distribución

Línea de Negocio País	Distribución					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ACTIVOS						
ACTIVOS CORRIENTES	161.687.282	193.667.154	75.393.801	84.947.442	396.065.371	424.487.557
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6.800.784	26.582.727	13.979.227	21.100.767	46.175.000	109.978.438
Otros activos financieros corrientes	3	-	248.730	-	21.786.059	-
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.458.642	2.312.576	982.584	1.246.994	58.667.785	27.375.759
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	146.524.962	152.223.272	50.892.193	54.255.165	256.665.873	254.576.869
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	4.002.377	10.623.831	910.306	776.127	-	-
Inventarios	1.452.915	1.924.748	3.234.106	3.138.669	634.171	1.252.066
Activos por impuestos corrientes	447.599	-	5.146.655	4.429.720	12.136.483	31.304.425
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.141.771.230	1.116.514.950	249.249.898	272.099.510	1.813.358.782	1.994.823.050
Otros activos financieros no corrientes	25.110	25.176	86.201	-	375.227.434	-
Otros activos no financieros no corrientes	333.644	229.343	580.733	885.726	59.325.193	79.626.762
Derechos por cobrar no corrientes	6.863.063	3.699.470	1.666.444	1.378.682	32.901.738	251.693.307
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	99.044	117.946
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	510.734.949	503.579.522	25.684	31.383	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.233.744	15.263.011	3.334.273	3.473.743	1.098.619.633	1.374.215.991
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	100.004.647	119.058.905
Propiedades, planta y equipo	608.238.796	583.180.744	243.556.563	266.329.976	18.163.438	20.746.848
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	101.446	8.297.206	-	-	129.017.655	149.363.291
TOTAL ACTIVOS	1.303.458.512	1.310.182.104	324.643.699	357.046.952	2.209.424.153	2.419.310.607

Línea de Negocio País	Distribución					
	Chile		Argentina		Brasil	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS						
PASIVOS CORRIENTES	195.903.832	196.759.945	376.427.290	310.638.397	366.781.235	489.046.971
Otros pasivos financieros corrientes	47	26.351	27.634.365	22.349.209	104.776.985	226.703.734
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	100.344.207	137.937.525	290.202.271	235.366.718	203.340.459	183.352.939
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	80.044.605	23.267.428	1.837.109	2.249.562	20.985.919	20.937.120
Otras provisiones corrientes	9.182.725	9.088.010	28.531.366	21.423.408	1.559.596	6.801.936
Pasivos por impuestos corrientes	4.814.657	25.872.525	2.831.011	7.016.288	20.926.914	36.202.808
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	1.517.591	568.106	25.391.168	22.233.212	15.191.362	15.048.434
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	70.857.009	52.473.555	17.990.925	41.497.104	815.506.536	870.301.120
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	2.929.147	25.941.484	439.191.002	478.627.090
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	905.643	14.081.540	13.155.174
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	8.738.743	7.618.844	7.830.746	9.239.778	124.438.070	160.166.774
Pasivo por impuestos diferidos	16.134.411	22.742.572	-	-	110.169.354	63.153.516
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.784.699	17.289.987	4.631.912	5.410.199	127.516.473	149.352.163
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.199.156	4.822.152	2.599.120	-	110.097	5.846.403
PATRIMONIO NETO	1.036.697.671	1.060.948.604	(69.774.516)	4.911.451	1.027.136.382	1.059.962.516
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.036.697.671	1.060.948.604	(69.774.516)	4.911.451	1.027.136.382	1.059.962.516
Capital emitido	367.928.682	368.494.984	83.616.788	135.477.599	336.739.309	466.167.408
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.027.496.558	978.146.893	(156.754.885)	(92.338.025)	244.654.424	72.309.174
Primas de emisión	566.302	-	-	-	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(359.293.871)	(285.693.273)	3.363.581	(38.228.123)	445.742.649	521.485.934
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.303.458.512	1.310.182.104	324.643.699	357.046.952	2.209.424.153	2.419.310.607

Distribución								
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	
259.622.744	239.448.013	83.158.205	73.305.844	(3.228.460)	(8.446.413)	972.698.943	1.007.409.597	
132.569.599	131.993.716	27.824.497	9.290.173	-	-	227.349.107	298.945.821	
25.853.350	25.011	-	-	-	-	47.888.142	25.011	
6.284.067	5.220.643	2.667.568	2.636.552	-	-	71.060.646	38.792.524	
88.282.213	92.278.353	48.194.935	56.990.519	-	-	590.560.176	610.324.178	
2.102.677	4.247.788	54.071	14.453	(3.228.460)	(8.446.413)	3.840.971	7.215.786	
3.769.260	5.682.049	4.390.026	4.357.382	-	-	13.480.478	16.354.914	
761.578	453	27.108	16.765	-	-	18.519.423	35.751.363	
-	-	-	-	-	-	-	-	
977.719.287	960.707.757	456.528.437	434.005.821	-	-	4.638.627.634	4.778.151.088	
7.015	9.099	3.183.912	2.792.448	-	-	378.529.672	2.826.723	
1.074.740	-	-	-	-	-	61.314.310	80.741.831	
10.377.397	10.485.477	-	-	-	-	51.808.642	267.256.936	
-	-	-	-	-	-	99.044	117.946	
1.716	76	-	-	-	-	510.762.349	503.610.981	
20.896.924	22.048.463	2.929.542	2.844.862	-	-	1.139.014.116	1.417.846.070	
8.189.709	8.082.994	-	-	-	-	110.434.834	129.382.377	
897.059.859	882.070.391	450.414.983	428.368.511	-	-	2.217.433.639	2.180.696.470	
-	-	-	-	-	-	-	-	
40.111.927	38.011.257	-	-	-	-	169.231.028	195.671.754	
1.237.342.031	1.200.155.770	539.686.642	507.311.665	(3.228.460)	(8.446.413)	5.611.326.577	5.785.560.685	

Distribución								
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	
294.660.168	302.355.437	121.210.186	103.699.413	(3.228.460)	(8.446.413)	1.351.754.251	1.394.053.750	
71.947.165	11.034.446	33.719.936	32.046.376	-	-	238.078.498	292.160.116	
142.380.436	172.660.428	43.394.348	44.810.969	-	-	779.661.721	774.128.579	
30.119.040	76.706.628	9.418.449	11.369.623	(3.228.460)	(8.446.413)	139.176.662	126.083.948	
-	-	5.042.674	5.913.838	-	-	44.316.361	43.227.192	
42.976.189	36.114.100	4.870.431	5.730.192	-	-	76.419.202	110.935.913	
-	-	-	-	-	-	-	-	
7.237.338	5.839.835	24.764.348	3.828.415	-	-	74.101.807	47.518.002	
-	-	-	-	-	-	-	-	
330.110.898	397.178.370	202.239.407	210.609.245	-	-	1.436.704.775	1.572.059.394	
234.412.181	295.721.421	147.679.985	152.604.148	-	-	824.212.315	952.894.143	
-	-	-	-	-	-	14.081.540	14.060.817	
-	-	-	-	-	-	-	-	
3.176.878	4.445.966	201.947	165.531	-	-	144.386.384	181.636.893	
18.955.626	19.717.371	51.244.001	56.914.980	-	-	196.503.392	162.528.439	
66.022.050	62.774.313	1.564.125	-	-	-	218.519.259	234.826.662	
7.544.163	14.519.299	1.549.349	924.586	-	-	39.001.885	26.112.440	
612.570.965	500.621.963	216.237.049	193.003.007	-	-	2.822.867.551	2.819.447.541	
612.570.965	500.621.963	216.237.049	193.003.007	-	-	2.822.867.551	2.819.447.541	
3.579.786	7.905.014	37.643.914	32.841.625	-	-	829.508.479	1.010.886.630	
107.753.937	(2.694.357)	60.254.433	1.623.660	-	-	1.283.404.467	957.047.345	
3.614.187	-	-	-	-	-	4.180.489	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	
497.623.055	495.411.306	118.338.702	158.537.722	-	-	705.774.116	851.513.566	
-	-	-	-	-	-	-	-	
1.237.342.031	1.200.155.770	539.686.642	507.311.665	(3.228.460)	(8.446.413)	5.611.326.577	5.785.560.685	

Línea de Negocio País	Distribución								
	Chile			Argentina			Brasil		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES									
INGRESOS	984.738.418	1.046.190.998	1.016.997.495	321.242.024	279.724.815	295.538.314	1.880.664.677	1.976.715.786	1.987.041.550
Ventas	974.543.004	1.035.360.191	1.003.001.004	309.297.973	271.566.142	287.867.341	1.716.445.896	1.784.693.095	1.717.875.184
Ventas de energía	859.734.418	936.062.746	900.798.434	292.980.498	251.678.813	268.829.105	1.609.908.784	1.661.700.350	1.648.205.624
Otras ventas	8.535.176	6.051.771	7.166.927	412.885	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	106.273.410	93.245.674	95.035.643	15.904.590	19.887.329	19.038.236	106.537.112	122.992.745	69.669.560
Otros ingresos de explotación	10.195.414	10.830.807	13.996.491	11.944.051	8.158.673	7.670.973	164.218.781	192.022.691	269.166.366
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(728.000.745)	(803.854.371)	(788.044.087)	(175.422.082)	(141.879.982)	(142.565.611)	(1.247.583.156)	(1.297.135.167)	(1.310.974.462)
Compras de energía	(642.760.395)	(728.175.203)	(718.972.828)	(174.672.141)	(139.846.898)	(139.626.236)	(668.946.700)	(704.848.626)	(644.017.840)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(59.678.207)	(52.701.930)	(45.459.555)	(570.898)	(978.324)	(1.239.345)	(128.233.904)	(92.384.968)	(88.561.822)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(25.562.143)	(22.977.238)	(23.611.704)	(179.043)	(1.054.760)	(1.700.030)	(450.402.552)	(499.901.573)	(578.394.800)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	256.737.673	242.336.627	228.953.408	145.819.942	137.844.833	152.972.703	633.081.521	679.580.619	676.067.088
Trabajos para el Inmovilizado	2.794.597	2.776.876	2.524.049	12.470.077	12.146.533	8.296.765	15.028.449	17.886.043	18.128.254
Gastos de Personal	(28.098.186)	(29.792.819)	(24.818.903)	(96.765.119)	(87.034.352)	(63.168.597)	(88.652.016)	(92.462.436)	(86.726.523)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(64.211.702)	(60.852.918)	(64.729.067)	(99.917.490)	(78.690.268)	(77.589.301)	(137.882.458)	(146.412.225)	(144.659.664)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	167.222.382	154.467.766	141.929.487	(38.392.590)	(15.733.254)	20.511.570	421.575.496	458.592.001	462.809.155
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(33.847.508)	(34.783.079)	(30.162.735)	(15.709.843)	(121.436.654)	(16.567.619)	(116.854.115)	(103.946.132)	(158.955.424)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	133.374.874	119.684.687	111.766.752	(54.102.433)	(137.169.908)	3.943.951	304.721.381	354.645.869	303.853.731
RESULTADO FINANCIERO	9.223.776	10.648.013	2.470.113	(29.719.535)	(7.990.001)	(6.198.811)	12.072.874	(72.935.412)	(54.257.621)
Ingresos financieros	10.291.434	15.874.126	10.576.373	5.357.720	6.538.668	9.324.258	187.428.283	97.925.921	101.888.814
Gastos financieros	(2.281.297)	(4.383.448)	(8.048.514)	(35.873.442)	(15.352.367)	(16.070.345)	(176.142.663)	(171.235.373)	(155.096.284)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.204.984	42.067	153.805	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	8.655	(884.732)	(211.551)	796.187	823.698	547.276	787.254	374.040	(1.050.151)
Positivas	745.506	798.025	2.679.429	1.113.208	1.121.128	617.720	841.360	2.081.506	3.249.786
Negativas	(736.851)	(1.682.757)	(2.890.980)	(317.021)	(297.430)	(70.444)	(54.106)	(1.707.466)	(4.299.937)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	310	468	911	-	-	-
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	80.290	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	(173.274)	(4.305)	(3.349)	-	-	-	1.983.259	-	-
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	142.425.376	130.328.395	114.233.516	(83.741.368)	(145.159.441)	(2.253.949)	318.777.514	281.710.457	249.596.110
Impuesto Sobre Sociedades	(24.732.758)	(33.614.812)	(23.402.198)	2.935.069	(12.248.134)	635.038	(100.740.767)	(75.932.075)	(43.566.137)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	117.692.618	96.713.583	90.831.318	(80.806.299)	(157.407.575)	(1.618.911)	218.036.747	205.778.382	206.029.973
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	117.692.618	96.713.583	90.831.318	(80.806.299)	(157.407.575)	(1.618.911)	218.036.747	205.778.382	206.029.973
RESULTADO DEL PERÍODO	117.692.618	96.713.583	90.831.318	(80.806.299)	(157.407.575)	(1.618.911)	218.036.747	205.778.382	206.029.973
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Distribución												
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales			
31-12-12 MS	31-12-11 MS	31-12-10 MS	31-12-12 MS	31-12-11 MS	31-12-10 MS	31-12-12 MS	31-12-11 MS	31-12-10 MS	31-12-12 MS	31-12-11 MS	31-12-10 MS	
888.586.388	815.486.660	785.889.588	385.013.476	329.309.210	307.158.970	-	-	-	4.460.244.983	4.447.427.469	4.392.625.917	
853.070.370	783.614.400	757.935.491	364.412.134	311.980.876	286.654.227	-	-	-	4.217.769.377	4.187.214.704	4.053.333.247	
737.017.110	677.266.087	657.681.311	354.534.983	303.303.904	279.239.525	-	-	-	3.854.175.793	3.830.011.900	3.754.753.999	
2.749.302	2.293.979	2.035.272	38.502	45.957	18.571	-	-	-	11.735.865	8.391.707	9.220.770	
113.303.958	104.054.334	98.218.908	9.838.649	8.631.015	7.396.131	-	-	-	351.857.719	348.811.097	289.358.478	
35.516.018	31.872.260	27.954.097	20.601.342	17.328.334	20.504.743	-	-	-	242.475.606	260.212.765	339.292.670	
(480.431.128)	(451.191.503)	(426.625.508)	(252.013.491)	(210.904.949)	(193.646.086)	-	-	-	(2.883.450.602)	(2.904.965.972)	(2.861.855.754)	
(361.234.167)	(338.121.156)	(317.529.068)	(228.550.090)	(188.535.528)	(168.095.978)	-	-	-	(2.076.163.493)	(2.099.527.411)	(1.988.241.950)	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(84.396.395)	(82.215.432)	(81.668.944)	-	(1.052)	-	-	-	-	(272.879.404)	(228.281.706)	(216.929.666)	
(34.800.566)	(30.854.915)	(27.427.496)	(23.463.401)	(22.368.369)	(25.550.108)	-	-	-	(534.407.705)	(577.156.855)	(656.684.138)	
408.155.260	364.295.157	359.264.080	132.999.985	118.404.261	113.512.884	-	-	-	1.576.794.381	1.542.461.497	1.530.770.163	
2.550.333	4.309.814	3.734.991	2.533.884	2.211.736	2.058.678	-	-	-	35.377.340	39.331.002	34.742.737	
(33.892.353)	(33.383.134)	(30.266.521)	(18.344.299)	(9.745.039)	(10.830.327)	-	-	-	(265.751.973)	(252.417.780)	(215.810.871)	
(62.716.075)	(85.303.430)	(61.109.969)	(22.294.925)	(18.518.662)	(18.333.017)	-	-	-	(387.022.650)	(389.777.503)	(366.421.018)	
314.097.165	249.918.407	271.622.581	94.894.645	92.352.296	86.408.218	-	-	-	959.397.098	939.597.216	983.281.011	
(68.912.852)	(64.456.300)	(64.400.224)	(24.826.003)	(22.452.740)	(21.459.798)	-	-	-	(260.150.321)	(347.074.905)	(291.545.800)	
245.184.313	185.462.107	207.222.357	70.068.642	69.899.556	64.948.420	-	-	-	699.246.777	592.522.311	691.735.211	
(26.782.848)	(31.913.547)	(26.452.173)	(11.503.704)	(12.080.615)	(10.893.433)	29.726	60.038	700.563	(46.679.711)	(114.211.524)	(94.631.362)	
8.909.807	5.531.446	9.289.334	3.799.957	1.846.358	1.612.612	1	-	-	215.787.202	127.716.519	132.691.391	
(35.774.410)	(37.469.524)	(35.637.190)	(15.535.299)	(14.114.310)	(12.538.319)	-	-	-	(265.607.111)	(242.555.022)	(227.390.652)	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.204.984	42.067	153.805	
81.755	24.531	(104.317)	231.638	187.337	32.274	29.725	60.038	700.563	1.935.214	584.912	(85.906)	
335.460	328.173	604.900	930.908	562.888	308.495	(261.497)	60.038	(204.474)	3.704.945	4.951.758	7.255.856	
(253.705)	(303.642)	(709.217)	(699.270)	(375.551)	(276.221)	291.222	-	905.037	(1.769.731)	(4.366.846)	(7.341.762)	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	310	468	911	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	70	-	-	-	-	-	-	-	80.290	70	-	
(724.804)	(301.065)	1.389.720	(97.875)	(8.420)	(21.095)	-	-	-	987.306	(313.790)	1.365.276	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
217.676.661	153.247.565	182.159.904	58.467.063	57.810.521	54.033.892	29.726	60.038	700.563	653.634.972	477.997.535	598.470.036	
(72.376.252)	(62.216.531)	(56.459.150)	(18.540.672)	(16.517.066)	(18.808.290)	-	-	-	(213.455.380)	(200.528.618)	(141.600.737)	
145.300.409	91.031.034	125.700.754	39.926.391	41.293.455	35.225.602	29.726	60.038	700.563	440.179.592	277.468.917	456.869.299	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
145.300.409	91.031.034	125.700.754	39.926.391	41.293.455	35.225.602	29.726	60.038	700.563	440.179.592	277.468.917	456.869.299	
145.300.409	91.031.034	125.700.754	39.926.391	41.293.455	35.225.602	29.726	60.038	700.563	440.179.592	277.468.917	456.869.299	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Nota 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		Moneda	Valor Contable
	Nombre	Relación		Tipo			
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado		M\$	39.223.807
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado		M\$	17.906.111
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA		M\$	2.902.660
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero		M\$	6.474.660
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos		M\$	-
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de Cobranza		M\$	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones		M\$	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos		M\$	27.045.746
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros			M\$	3.154.334
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros			M\$	13.037.542
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos		M\$	118.013.487

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

34.2 Garantías Indirectas.

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

34.3 Litigios y arbitrajes.

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

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

	Moneda	Saldo pendiente al 31 de diciembre de		Liberación de garantías					
		2012	dic-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	Activos
	M\$	67.546.660	73.262.031	-	-	-	-	-	-
	M\$	4.799.600	5.192.000	-	-	-	-	-	-
	M\$	2.902.660	-	-	-	-	-	-	-
	M\$	5.686.862	-	-	-	-	-	-	-
	M\$	-	7.127.904	-	-	-	-	-	-
	M\$	-	16.095.200	-	-	-	-	-	-
	M\$	97.034.059	109.265.974	-	-	-	-	-	-
	M\$	60.774.330	55.264.828	-	-	-	-	-	-
	M\$	122.400.013	140.483.626	-	-	-	-	-	-
	M\$	77.984.021	99.126.606	-	-	-	-	-	-
	M\$	29.477.645	38.087.401	-	-	-	-	-	-

	Liberación de garantías					
	2013	Activos	2014	Activos	2015	2016
	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-

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 esa resolución el cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaração (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (en Brasilia). El 30 de agosto de 2011 el proceso se envió al Ministerio Público, y el 13 de diciembre de 2011 el proceso al Ministro Relator del Tribunal Superior de Justiça (STJ). El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a Meridional. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos favorablemente por la primera sala del STJ con fecha 28 agosto de este año 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante (Meridional) impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada en 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentado Embargo de Declaração por la AMPLA para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a US\$434,65 millones.
- 3.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demandó a la filial 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. El 19 de diciembre de 2012 AMPLA ha reiterado el pedido de realización de una segunda pericia, a causa de los equívocos y contradicciones del perito, en el laudo pericial anteriormente presentado La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente US\$56,29 millones
- 4.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energía). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 57,58 millones y demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, que

se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. En noviembre de 2009 CIEN contestó la demanda, alegando en resumen que la indisponibilidad proviene de la “Crisis Argentina”, país del cual CIEN importa toda la energía que entrega, cuando sea necesario, a Tractebel. Se alega también que la “Crisis Argentina” fue un evento extraordinario, en el cual CIEN no tuvo ninguna participación, y que ésta situación fue inclusive reconocida por las autoridades brasileñas en la época. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. En octubre de 2011 Tractebel presentó su manifestación sobre los documentos presentados por CIEN y el proceso fue enviado en noviembre para análisis del Juez, el cual podrá abrir nuevo plazo para manifestación de CIEN o iniciar fase de producción de pruebas. El 11 de junio 2012 Cien hizo una presentación al tribunal reforzando el argumento de la crisis argentina, acompañando al proceso informes de juristas argentinos y de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires. El 22 de octubre de 2012 el juez aceptó el pedido de CIEN de acumular esta acción con otra iniciada por CIEN contra Tractebel en el 2001, en que se discute el cobro de valores relativos al temas cambiarios y tributarios. El 29 de noviembre de 2012, Tractebel presentó recurso de embargo de declaração contra esta decisión, el que está pendiente de resolverse.

- 5.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., contra CIEN, y notificada el 15 de junio de 2010, en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado en mayo de 1998, asumiendo CIEN el compromiso de comprar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina -MEM-, transportarla desde el Sistema Eléctrico Argentino, a través del Sistema de Transmissão de 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\$ 254,85 millones aprox.), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, actualizada monetariamente en los términos del mismo y aumentada con los intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”; y a otros conceptos para ser determinados en la sentencia definitiva. La fase de pruebas ha concluido y respecto de los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada con fecha 14 de junio de 2011, por la 12ª. Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado Recurso Especial contra esta última resolución, la cual deberá ser juzgado por el Superior Tribunal de Justicia en Brasilia. En la actualidad está pendiente la resolución de la demanda.
- 6.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la vacatio legis (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de AMPLA. En octubre de 2008 AMPLA presentó recurso especial que no fue aceptado. Por lo tanto el litigio se ha perdido en esfera administrativa, ahora bien, como en el mismo proceso litigioso se discute otro tema (decidido a favor de Ampla en el Consejo pero recurrido por la Administración), en tanto no finalice la discusión respecto de ese otro tema mismo no comenzará la etapa judicial. La cuantía asciende a US\$ 87,81.
- 7.- En 1998 Ampla, para financiar la adquisición de Coelce, realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial al entender que se habían

- producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla incumplió la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa, y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre y el 28 de diciembre Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. En caso de confirmarse la resolución de la Cámara Superior de Recursos Fiscales, Ampla recurrirá ante los Tribunales de Justicia. La cuantía asciende a US\$401,22.
- 8.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA español) debería ser determinado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005 un Acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, en base a las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004, 2005 y 2006 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquellos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularización su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado. El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla decidió adoptar una estrategia extraordinaria de solicitar a la Hacienda Pública Estadual (Superintendencia de Recaudación) la revisión de la decisión del Tribunal Administrativo en base a la Ley de Amnistía (procedimiento de revisión previsto en la Ley de Amnistía de 2006). Así, la petición fue remitida al citado órgano y, sucesivamente, al propio Gobernador del Estado de Río de Janeiro (instancia prevista en el ámbito del derecho fiscal y administrativo, para decisiones en base a la equidad, en nuestro caso, bajo el argumento de contribuyentes que no pagaron el impuesto quedaron en situación mejor que la de Ampla). Ampla no ha obtenido respuesta a su petición de revisión por lo que la deuda debería haber estado suspendida hasta el análisis final del proceso en el ámbito administrativo pero ello no ha sido así. En noviembre de 2012 el Estado de Río de Janeiro ha inscrito de la deuda en registro público como si fuera debida, lo que ha implicado la necesidad de aportar el 12 de noviembre garantía del 140% de la deuda tributaria con objeto de poder seguir percibiendo fondos públicos. Una vez recibida decisión, probablemente desfavorable, se recurrirá al poder judicial. La cuantía asciende a US\$ 102,96 millones.
- 9.- A fines de 2002, la compañía brasilera de generación CGTF interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem "Otros Grupos Electrónicos", con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo un resolución incidental a su favor que le permitió sacar los bienes de la aduana con la tasa del 0% pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza obtuvo resolución favorable en la esfera administrativa y en 2ª instancia judicial, ahora bien la Unión Federal presentó en 2009 recurso de aclaración en contra de la decisión de 2º instancia y se resolvió a favor de Endesa Fortaleza, por lo cual en marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) y en 2011 se rechazó, volviendo la Hacienda Pública a recurrir en contra de dicha decisión. El depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. La cuantía asciende a US\$ 38,19 millones.
- 10.- En el ejercicio año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de ENDESA CHILE, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor

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

- 11.- En los años 2008 y 2011 se iniciaron dos procesos judiciales en contra de PANGUE S.A., (cuya sucesora legal es actualmente San Isidro S.A., filial de Endesa Chile) los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones a consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica 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 uno de estos procesos asciende a \$30.000.000 (USD 62.505) y el otro es de cuantía indeterminada. En el primero de estos juicios, con fecha 27 de junio de 2012, se dictó sentencia de primera instancia, que rechaza la demanda en todas sus partes. En contra de dicha sentencia, el demandante interpuso recurso de apelación, el que a la fecha, se encuentra pendiente su vista. En la otra, se encuentra terminado el término probatorio, y se está a la espera del llamado a oír sentencia. Cabe señalar que estos procesos están cubiertos por una póliza de seguro. La Administración de la compañía estima que, en razón de los pronunciamientos judiciales anteriores favorables a Pangué S.A. en causas similares y de la actual cuantía de los procesos actualmente vigentes (dos), se dejará de informar estos juicios.
- 12.- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de ENDESA CHILE, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de 1° instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual con fecha 28 de agosto de 2012, se procedió a su vista. Posteriormente, una ministra integrante, se inhabilitó, anulando la vista producida, ordenando se procediera nuevamente con dicho trámite, el que a la fecha, se encuentra pendiente. La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de \$ 14.610.042.700 (US\$ 30,44 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.
- 13.- En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente, en forma separada, demandaron a ENDESA CHILE y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa D.G.A. N° 134 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a ENDESA CHILE para la central hidroeléctrica Neltume. Asimismo, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente interpusieron cada una acciones en contra de la resolución administrativa D.G.A. 732 que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público, en ambos actos administrativos. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. ENDESA CHILE ha rechazado estas pretensiones, sostenido que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de los estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, pendiente de resolverse un recurso de reposición interpuesto por Endesa

Chile en contra de una resolución de carácter probatorio. En el otro juicio, (Rol 6705-23010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso el cual, se encuentra pendiente se confiera traslado para evacuar la dúplica. Por otra parte, en las causas iniciadas por Transportes Silva y Silva Ltda, en uno de ellos (Rol N°16025-2012) en el cual se impugna la resolución DGA 134, se declaró abandonado el procedimiento. En la otra acción interpuesta (Rol N°17916-2010), igualmente se solicitó el abandono del procedimiento, sin embargo, esta solicitud fue denegada, encontrándose actualmente pendiente un recurso de apelación, deducido en contra de dicha negativa. En primera instancia, este proceso está pendiente se dicte el auto de prueba. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

- 14.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial colombiana de generación Emgesa S.A. ESP., Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. y de la Corporación Autónoma Regional una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace Emgesa S.A. ESP. de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, Emgesa se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de \$3.000.000.000. en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a US\$1.696,611 millones. Emgesa S.A. ESP solicitó la vinculación de aproximadamente 60 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo. El día 29 de junio de 2010 se puso en conocimiento de las partes un incidente promovido por el apoderado de los demandantes, en virtud del cual busca se declare la nulidad de lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca con posterioridad al 1 de agosto de 2006, por entender que a partir de dicha fecha el Tribunal perdió la competencia para conocer del presente trámite ya que a partir de ese momento entraron en funcionamiento los Juzgados Administrativos del Circuito, los cuales eran los competentes para conocer de las acciones de grupo y acciones populares de conformidad con lo indicado en la Ley 472 de 1998. Emgesa se pronunció al respecto oportunamente, aduciendo la impertinencia e ilegalidad de dicha nulidad. La Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá, el cual a su vez lo envía al Consejo de Estado para resolver apelación en contra del auto admisorio promovido por Alpina. El Consejo de Estado resolvió el recurso de apelación manteniendo la vinculación de Alpina y está pendiente que el proceso regrese al Juzgado 5 Administrativo para continuar con el curso del proceso.
- 15.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal. En febrero de 2012 se notificó resolución por la cual el Tribunal Fiscal resuelve en última instancia administrativa, el litigio de EDEGEL por Impuesto a la Renta ejercicio 1999, sobre revaluación voluntaria de activos. El Tribunal ha resuelto a favor de la empresa para el caso de Central Huinco (obras civiles) y la Central Matucana (obras civiles, equipos y maquinarias y otros activos), y en contra respecto de las demás centrales (Santa Rosa, Callahuanca, Moyopampa y Huampaní), disponiendo que la SUNAT “proceda al recálculo de la deuda”.

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

- 16.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT en los años 2004, 2005 y 2006 notificó a EDELNOR con diversas Resoluciones de Determinación y Multa mediante las cuales efectuó reparos al Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas de años 2000 a 2003. Respecto del IR: la SUNAT disminuyó la pérdida tributaria declarada. La empresa aceptó parcialmente dichos reparos e impugnó parte de ellos. Respecto del IGV: los reparos fueron sustancialmente menores. EDELNOR reclamó de las resoluciones ante la SUNAT. En febrero de 2009, EDELNOR fue notificada de Resoluciones de Intendencia de la SUNAT (1ª instancia administrativa) en que acoge parcialmente las reclamaciones de la empresa. En mayo 2009 se interpuso apelación en contra de las resoluciones ante Tribunal Fiscal. En Noviembre 2012 EDELNOR fue notificada de la Resolución del Tribunal Fiscal a través de la cual se da término en instancia administrativa a la impugnación efectuada en contra las Actas relativas al Impuesto a la Renta de los años 2000 a 2004 que incluye el tema del COLFONAVI, resolución que es parcialmente favorable a EDELNOR. Respecto del COLFONAVI el TF si bien no lo ha reconocido como gasto deducible del ejercicio 2000 le ha reconocido el derecho a Edelnor a la depreciación, por lo cual ha ordenado a la SUNAT recalcular tal depreciación. Respecto del período 2004: el Tribunal revocó la RI apelada y ordenó a la SUNAT reliquidar el IR según lo dispuesto en la propia RTF, teniendo en consideración el resultado en los expedientes por IR 2000-2001 e IR 2002-2003. EDELNOR presentó apelación en contra de las Resoluciones de Intendencia de la SUNAT que efectúan el calculo y reliquidación, apelación que se encuentra pendiente de ser admitida a trámite y elevada al Tribunal Fiscal para su resolución. La cuantía asciende aproximadamente a US\$ 18,67 millones.
- 17 - Con fecha 24 de mayo de 2011, ENDESA CHILE fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago 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 una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa, ambos fueron rechazados. El procedimiento se encuentra suspendido de común acuerdo por las partes, hasta el día 09 de marzo de 2013.
- 18.- Este juicio comenzó el año 1996 con la presentación de un recurso por 45 trabajadores que solicitaron la reincorporación a sus puestos de trabajo en la empresa brasilera de distribución Ampla. Ampla obtuvo sentencia favorable el año 2003. El Tribunal Superior de Trabalho (TST) reconoció que la jubilación anticipada extinguía el contrato de trabajo. Posteriormente, sobre la base de algunos pronunciamientos jurisprudenciales que

reconocían que la adhesión a los programas de jubilación anticipada voluntaria no extinguía el contrato de trabajo, los trabajadores presentaron una “demanda rescisoria” ante el TST fundada en dicha jurisprudencia. Ampla, en el curso de ese procedimiento, está intentando hacer valer la declaración de inconstitucionalidad de la resolución legislativa de la Secretaría de Energía del Estado de Río de Janeiro y la consiguiente inexistencia del derecho de estabilidad, independientemente de si la prejubilación voluntaria extingue o no el contrato de trabajo. AMPLA presentó Embargo de Declaração alegando la caducidad del derecho de los demandantes de presentar la demanda rescisoria, la cual fue acogida y anulada la resolución que había determinado la reintegración de los demandantes en AMPLA. La cuantía de este juicio es de aproximadamente US\$ 54,09 millones.

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

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

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

34.4 Restricciones financieras

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

1- Incumplimiento cruzado o Cross Default

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

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

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

2- Covenants Financieros

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

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

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 592.579 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de diciembre de 2012, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 6.963.769 millones.
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de diciembre de 2012, la Razón de Endeudamiento fue de 0,91.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos

anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos Intangibles Identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los Activos Comprometidos a través de Garantías Directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, descontando los Pasivos Garantizados a través de Garantías Directas. Al 31 de diciembre de 2012, la relación mencionada fue de 1,78.

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

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

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

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que Devengan Intereses, Corriente, Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes, Otros Pasivos Financieros, Corrientes, Otros Pasivos Financieros, No Corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 31 de diciembre de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,38.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 756.942 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Al 31 de diciembre de 2012, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.541.242 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado Bruto de Explotación, más Ingresos Financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos Financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2012, la relación mencionada fue de 5,76.
- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de diciembre de 2012, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 349,1 millones.

Serie M

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

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

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

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011, ni Enersis S.A. ni Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la única excepción de Endesa Costanera, nuestra filial argentina de generación, que a la fecha no ha efectuado el pago de la cuota de US\$ 17,6 millones de un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation con vencimiento 30 de marzo de 2012, por el cual no se ha recibido dispensa por el incumplimiento de pago. El periodo de gracia establecido era de 180 días, y expiró el 26 de septiembre de 2012. Endesa Costanera tampoco ha efectuado el pago de una segunda cuota por US\$ 17 millones que venció al cierre del mes de septiembre de 2012. Bajo los términos del contrato, y dado que ya expiró el periodo de gracia de 180 días, si Mitsubishi Corporation quisiera acelerar la deuda en relación a este préstamo, tendría que notificar formalmente tal aceleración con diez días de anticipación. A la fecha, Endesa Costanera no ha recibido tal notificación de Mitsubishi Corporation, y las negociaciones para reprogramar los pagos no realizados siguen en curso. Si Mitsubishi Corporation enviara una comunicación formal de aceleración, un total de US\$ 141 millones del préstamo se harían exigibles. Nada de lo anterior representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis S.A. o Endesa Chile.

34.5 Otras informaciones

- Nuestra filial argentina Endesa Costanera está presentando déficit en su capital de trabajo y Patrimonio negativo en su Estado de Situación Financiera Estatutario, a causa de las dificultades que está teniendo para obtener ajustes tarifarios que recojan los costos reales de generación, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina. El riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el Grupo no es significativo.
- Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un “Veedor” por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur. Con fecha 13 de septiembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 246/2012 informa que el “Veedor” se mantendrá por otros 45 días más prorrogables. Con fecha 14 de noviembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 337/2012 informó que el “Veedor” se mantendrá por otros 45 días hábiles más prorrogables. La designación de la figura del “veedor” no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur. Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello ha presentado los recursos correspondientes ante la ENRE cada vez que ha ocurrido la prorroga.

Nota 35 Dotación

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

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

País	31-12-11				Promedio del período (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	94	1.963	340	2.397	2.522
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.517	55	1.599	1.641
Total	224	8.919	1.741	10.884	11.039

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

Nota 36 Sanciones

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

1.- Endesa Chile

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

2.- Pehuenche

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

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

- i) A los Directores que no integraban el comité de Directores se les sancionó por no haber verificado, según resolución de la SVS, que el contrato de venta de Energía y Potencia suscrito entre Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y su matriz ENDESA con fecha 19 de noviembre de 2007, se celebrara en condiciones de equidad que habitualmente prevalecen en el mercado; y por haber aprobado el Acta de Sesión de Directorio en la cual se consignaba que se había dado lectura al Informe del Comité de Directores, en circunstancias que únicamente se había dado lectura al Acta de Sesión de éste. Las multas ascendieron a 300 UF para cada uno de ellos.
- ii) A los Directores que integraban el Comité de Directores de la sociedad a la fecha de celebración del mentado contrato, se les sancionó por no haber evacuado, según resolución de la SVS, el Informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos una multa ascendente a 400 UF.

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

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

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

3.- Chilectra S.A.

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

4.- Edelnor S.A.

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

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

5.- Edesur S.A.

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

6.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

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

7.- Endesa Costanera S.A.

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

8.- Ampla Energía S.A.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 673.664 (MR\$ 2.863 de reales brasileños). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 1.959.386 (MR\$ 7.079 de reales brasileños). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla ha sido sancionada con una multa por la Secretaria de Receita Federal por incumplimiento

de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 1.759.573 (MR\$ 7.478 reales brasileños)

La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivo.

9.- Coelce

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 162.122 (MR\$ 689 reales brasileños). Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con 3 multas por los mismos conceptos que 2012 por M\$ 386.674 (MR\$ 1.397 reales brasileños). Adicionalmente, durante 2012 ha sido sancionada con 8 multas por la Agencia Reguladora del Estado de Ceará, por un monto de M\$ 5.387.433 (MR\$ 22.937,784). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.

10.- Edegel

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

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

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

Nota 37 Hechos Posteriores

ENERSIS

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

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

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

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

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

- Con fecha 22 de enero de 2013, se informó que en relación con la comunicación de hecho esencial de fecha 21 de diciembre de 2012, que da cuenta del aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas

celebrada el día 20 de diciembre de 2012, Enersis S.A. (“Enersis”) ha realizado gestiones con el objeto de estudiar la colocación de acciones tanto en Chile como en mercados extranjeros a través de un programa de ADR’s (según este término se define en la Circular), con los siguientes bancos de inversiones / agentes colocadores: J.P. Morgan, BTG Pactual / Celfin, Bank of America Merrill Lynch, Banchile, BBVA, Crédit Suisse, Deutsche Bank, Goldman Sachs, HSBC, Larraín Vial, Morgan Stanley, Santander, Bank of Tokyo, Mitsubishi UFJ Securities, BNP Paribas y Crédit Agricole.

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

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

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

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

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

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

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

Nota 38 Medio Ambiente

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

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

Nota 39 Información Financiera Resumida de Filiales y Sociedades de Control Conjunto

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

	31-12-12			
	Estados financieros M\$	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$
Chilectra S.A.	consolidado	164.345.697	1.139.112.814	1.303.458.511
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	33.956.699	34.725.275	68.681.974
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.302.210	327.443	4.629.653
Inversiones Distrilima S.A.	separado	14.081.778	45.150.539	59.232.317
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	69.076.427	456.528.436	525.604.863
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	629.902.712	3.231.692.665	3.861.595.377
Endesa Eco S.A.	separado	96.858.959	69.458.787	166.317.746
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	53.256.062	226.690.237	279.946.299
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	51.106.086	201.289.793	252.395.879
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	-	-	-
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.675.677	72.323.119	90.998.796
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	-	-
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	separado	109.901.311	280.273.935	390.175.246
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	5.671.843	14.638.326	20.310.169
Endesa Argentina S.A.	separado	13.909.791	30.612.330	44.522.121
Endesa Costanera S.A.	separado	26.248.574	116.505.733	142.754.307
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	15.500.507	148.052.530	163.553.037
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	285.737.507	1.558.061.492	1.843.798.999
Generandes Perú S.A.	separado	190.469	202.696.962	202.887.431
Edegel S.A.A.	separado	73.195.465	686.321.901	759.517.366
Chinango S.A.C.	separado	6.997.326	107.354.750	114.352.076
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	10.081.574	127.061.491	137.143.065
Endesa Brasil S.A.	separado	286.665.587	904.628.344	1.191.293.931
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	64.532.319	134.844.881	199.377.200
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	97.557.008	103.199.005	200.756.013
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	26.050.134	246.005.938	272.056.072
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.674.370	3.631.634	20.306.004
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	204.298.160	670.549.135	874.847.295
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	3.113.907	173.146	3.287.053
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	203.568.734	1.031.003.478	1.234.572.212
Ampla Invetimentos E Servicios S.A.	separado	1.901.905	84.277.315	86.179.220
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	251.980.222	941.687.103	1.193.667.325
Inversora Codensa S.A.	separado	925	77	1.002
Empresa de Eneria de Cundinamarca S.A.	separado	23.345.306	108.830.580	132.175.886
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	77.060.244	247.583.455	324.643.699

31-12-12					
	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$
	(195.903.831)	(70.857.008)	(266.760.839)	974.543.004	(798.781.836)
	(4.487.954)	(473.280)	(4.961.234)	12.042.940	565.251
	(2.560.716)	(686.662)	(3.247.378)	6.158.048	(5.711.991)
	(1.690)	-	(1.690)	-	13.767.559
	(121.208.497)	(202.239.406)	(323.447.903)	375.147.825	(335.221.434)
	(658.103.026)	(791.579.065)	(1.449.682.091)	1.140.273.857	(948.756.853)
	(146.333.479)	(2.483.081)	(148.816.560)	8.715.658	(15.069.072)
	(67.804.287)	(44.094.780)	(111.899.067)	374.992.088	(117.294.279)
	(106.039.552)	(21.730.290)	(127.769.842)	278.773.184	(223.658.845)
	-	-	-	21.743.445	(10.100.577)
	(10.274.500)	(4.390.710)	(14.665.210)	36.327.247	(51.556.757)
	-	-	-	563.298	(350.866)
	(48.808.533)	(42.927.589)	(91.736.122)	119.376.455	(82.726.987)
	(2.924.404)	(9.068.755)	(11.993.159)	9.540.642	(1.224.447)
	(456.855)	(4.479.929)	(4.936.784)	-	3.123.830
	(195.463.171)	(10.460.347)	(205.923.518)	291.930.406	(340.775.547)
	(29.439.486)	(48.058.461)	(77.497.947)	49.192.999	(34.794.050)
	(179.589.763)	(757.392.282)	(936.982.045)	579.490.648	(378.229.618)
	(8.235)	-	(8.235)	-	18.720.477
	(71.852.384)	(241.375.405)	(313.227.789)	248.227.203	(202.144.376)
	(9.156.459)	(40.761.605)	(49.918.064)	30.172.751	(18.065.792)
	(5.728.373)	(248.465)	(5.976.838)	-	(1.140.074)
	(8.533.833)	(123.494)	(8.657.327)	-	186.136.751
	(29.555.112)	(27.185.680)	(56.740.792)	139.185.606	(103.146.050)
	(14.682.311)	(2.283.384)	(16.965.695)	155.195.046	(47.917.978)
	(123.971.364)	(7.980.532)	(131.951.896)	67.804.297	(48.586.909)
	(4.285.854)	(15.150.911)	(19.436.765)	2.469.289	(3.712.947)
	(163.916.127)	(297.771.151)	(461.687.278)	801.801.416	(701.107.852)
	(1.384.682)	-	(1.384.682)	5.800.382	(4.271.001)
	(216.946.648)	(503.653.846)	(720.600.494)	1.066.613.813	(949.270.631)
	(39.947.575)	-	(39.947.575)	-	7.785.179
	(279.593.196)	(311.739.451)	(591.332.647)	818.749.893	(676.445.496)
	(11)	-	(11)	-	(141)
	(32.149.721)	(37.487.168)	(69.636.889)	75.998.697	(69.883.980)
	(376.427.291)	(17.990.925)	(394.418.216)	308.885.087	(389.691.387)

	31-12-11			
	Estados financieros M\$	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$
Chilectra S.A.	consolidado	193.667.154	1.116.514.950	1.310.182.104
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	consolidado	-	-	-
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	30.451.690	36.347.961	66.799.651
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	consolidado	-	-	-
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	3.386.984	296.193	3.683.177
Inversiones Distrilima S.A.	separado	73.612	53.558.686	53.632.298
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	73.237.435	434.005.821	507.243.256
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	723.937.172	3.238.686.083	3.962.623.255
Endesa Eco S.A.	separado	5.437.267	135.146.612	140.583.879
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	56.656.641	234.597.856	291.254.497
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	68.408.746	77.242.199	145.650.945
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	34.480.062	131.950.788	166.430.850
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	33.507.950	78.813.461	112.321.411
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	41	25.157.716	25.157.757
Inversiones Gasatamarca Holding Ltda.	separado	93.103.849	314.752.349	407.856.198
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	29.481.896	15.071.789	44.553.685
Endesa Argentina S.A.	separado	8.573.370	34.592.709	43.166.079
Endesa Costanera S.A.	separado	58.093.676	141.156.445	199.250.121
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	27.754.942	161.753.755	189.508.697
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	239.044.005	1.393.219.292	1.632.263.297
Generandes Perú S.A.	separado	162.255	208.237.040	208.399.295
Edegel S.A.A.	separado	70.142.623	709.616.464	779.759.087
Chinango S.A.C.	separado	11.140.497	112.163.451	123.303.948
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	10.250.367	115.878.802	126.129.169
Endesa Brasil S.A.	separado	144.245.706	1.071.816.109	1.216.061.815
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	85.453.417	162.710.126	248.163.543
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	118.123.679	144.987.597	263.111.276
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	25.533.963	292.499.911	318.033.874
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	18.236.701	3.922.642	22.159.343
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	202.961.217	773.140.433	976.101.650
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	2.449.053	115.999	2.565.052
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	215.407.325	1.102.615.089	1.318.022.414
Ampla Invetimentos E Servicios S.A.	separado	1.507.987	138.395.284	139.903.271
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	233.090.499	934.300.085	1.167.390.584
Inversora Codensa S.A.	separado	1.076	76	1.152
Empresa de Enería de Cundinamarca S.A.	separado	19.310.230	95.221.154	114.531.384
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	86.197.848	270.721.415	356.919.263

31-12-11					
	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$
	(196.759.945)	(52.473.555)	(249.233.500)	1.035.360.191	(924.569.246)
	-	-	-	6.690.708	(6.561.185)
	(3.801.501)	(675.754)	(4.477.255)	7.741.781	(1.479.399)
	-	-	-	15.582.078	(16.890.062)
	(2.119.237)	(557.313)	(2.676.550)	5.897.820	(5.282.766)
	(8.288)	-	(8.288)	12.106.048	(4.386)
	(103.696.328)	(210.609.245)	(314.305.573)	311.980.876	(270.687.421)
	(488.951.209)	(1.087.287.205)	(1.576.238.414)	1.184.084.739	(812.433.884)
	(139.297.158)	(8.360.757)	(147.657.915)	14.315.105	(11.047.198)
	(77.321.477)	(39.046.758)	(116.368.235)	195.003.413	(78.664.231)
	(71.972.413)	(9.267.849)	(81.240.262)	243.562.829	(199.292.302)
	(44.091.140)	(13.223.971)	(57.315.111)	119.050.275	(40.689.183)
	(15.031.457)	(5.726.043)	(20.757.500)	39.522.009	(38.375.668)
	(3.641.034)	-	(3.641.034)	-	(270.529)
	(77.452.970)	(45.808.413)	(123.261.383)	260.889.567	(225.125.890)
	(5.430.649)	(11.437.055)	(16.867.704)	7.687.068	(2.664.769)
	(103.684)	-	(103.684)	-	453.345
	(160.504.466)	(61.581.301)	(222.085.767)	341.636.333	(364.229.923)
	(24.739.392)	(69.116.012)	(93.855.404)	48.326.998	(36.168.754)
	(220.413.976)	(530.859.723)	(751.273.699)	496.479.981	(368.041.227)
	(9.633)	-	(9.633)	22.317.674	(180.671)
	(60.257.964)	(275.273.113)	(335.531.077)	214.815.328	(140.762.791)
	(22.972.028)	(42.065.340)	(65.037.368)	25.943.033	(17.770.892)
	(7.348.428)	(1.035.256)	(8.383.684)	-	(4.664.851)
	(5.924.851)	(2.225)	(5.927.076)	160.755.284	10.670.289
	(40.948.473)	(38.033.756)	(78.982.229)	127.130.032	(86.764.813)
	(29.508.803)	(4.697.541)	(34.206.344)	126.646.148	(12.834.467)
	(151.994.548)	(16.143.887)	(168.138.435)	54.757.129	(18.519.083)
	(3.751.001)	(15.927.509)	(19.678.510)	2.682.140	(2.906.410)
	(194.185.629)	(311.700.107)	(505.885.736)	805.668.597	(669.295.646)
	(1.071.810)	(38.388)	(1.110.198)	5.839.550	(4.878.723)
	(293.476.867)	(548.590.886)	(842.067.753)	979.024.498	(909.619.067)
	(51.994.249)	-	(51.994.249)	-	16.979.113
	(294.852.363)	(379.922.653)	(674.775.016)	751.734.951	(663.876.013)
	(35)	-	(35)	-	(45)
	(21.874.858)	(35.202.438)	(57.077.296)	67.832.508	(61.248.745)
	(311.415.979)	(40.591.590)	(352.007.569)	269.794.850	(427.202.383)

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS

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

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012		
			Directo	Indirecto	Total
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A.	Peso Chileno	0,00%	78,88%	78,88%
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%
Extranjero	Ampla Investimentos E Serviços S.A.	Real	13,68%	78,25%	91,93%
Extranjero	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Compañía Americana de Multiservicios de Brasil Ltda.	Real	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%
Extranjero	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso Argentino	0,00%	34,50%	34,50%
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Peso Colombiano	12,47%	9,35%	21,82%

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012		
			Directo	Indirecto	Total
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	95,61%	95,61%
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	0,00%	58,87%	58,87%
77.625.850-4	Consorcio Ara- Ingendesa Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
76.738.990-6	Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	26,87%	26,87%
Extranjero	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	30,15%	65,17%
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	77,21%	93,23%
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Endesa Brasil S.A.	Real	22,06%	49,46%	71,52%
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,76%	69,76%

% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica
0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Brasil	Compra Y Venta de Productos Relacionados con la Electricidad
0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Consultora de Ingeniería de Proyectos
0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeniería Básica Línea Maipú
0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	49,00%	49,00%	Control Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de Servicios de Ingeniería
16,02%	77,21%	93,23%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
0,00%	94,99%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
0,00%	69,76%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012		
			Directo	Indirecto	Total
96.827.970-K	Endesa Eco S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%
Extranjero	Eólica Fanzenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energía S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	49,99%	49,99%
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
77.032.280-4	Gasoducto Taltal Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%
76.041.891-9	Hidroaysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%
En trámite	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	15,38%	50,37%
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Investluz S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96905700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
99.584.600-4	Sistema Sec S.A.	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	55,00%	55,00%
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
79197570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	99,85%	99,85%
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%
Extranjero	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%

(1) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(2) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. y Endesa Inversiones Generales S.A. fueron fusionadas con Inversiones Endesa Norte S.A. , siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(3) Con fecha 1 de julio de 2012 Inversiones Endesa Norte S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

	% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
	Directo	Indirecto	Total			
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
	0,00%	99,99%	99,99%	Asociada	Brasil	Sociedad de Cartera
	0,00%	99,95%	99,95%	Asociada	Brasil	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Administración y Dirección de Sociedades
	0,00%	49,99%	49,99%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
	0,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollar Sistemas de Transmisión Eléctrica
	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural

	% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
	Directo	Indirecto	Total			
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Distribución de Gas
	0,00%	0,00%	0,00%	Control Conjunto	Chile	Provisión de Sistemas de Señalización, Electrificación y Comunicación
	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de Servicios de Ingeniería
	0,00%	99,85%	99,85%	Asociada	Colombia	Administración de Puertos
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
	0,00%	20,86%	20,86%	Asociada	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

dora legal.

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

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

Incorporación al perímetro de consolidación durante el ejercicio 2012 y 2011								
Sociedad	% Participación a 31 de diciembre de 2012				% Participación a 31 de diciembre de 2011			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Vuelta Obligado S.A.	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto
Emgesa Panama S.A.	0,00%	26,87%	26,87%	Global				

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

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS

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

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

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA

Este anexo forma parte de la nota 18 “Otros pasivos financieros”.

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

a.Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 Tres a Doce Meses M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012 M\$
			indeterminado M\$	Uno a Tres Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	1,76%	818.386	2.531.449	3.349.835	98.982.459	-	-	98.982.459
Chile	Ch\$	4,90%	371	-	371	-	-	-	-
Perú	US\$	3,49%	2.214.895	1.865.048	4.079.943	14.173.501	27.830.814	12.109.598	54.113.913
Perú	Soles	5,50%	336.866	1.010.593	1.347.459	2.694.912	9.719.488	15.531.401	27.945.801
Argentina	US\$	8,91%	6.845.061	5.093.612	11.938.673	7.836.715	-	-	7.836.715
Argentina	\$ Arg	20,96%	29.510.090	30.335.750	59.845.840	11.637.995	-	-	11.637.995
Colombia	\$ Col	8,12%	7.029.912	5.700.379	12.730.291	25.790.155	33.339.101	60.191.993	119.321.249
Brasil	US\$	7,79%	469.815	7.492.580	7.962.395	16.343.599	8.949.758	2.144.472	27.437.829
Brasil	Real	7,47%	5.278.565	24.723.805	30.002.370	-	-	-	-
			52.503.961	78.753.216	131.257.177	177.459.336	79.839.161	89.977.464	347.275.961

	Corriente			No Corriente			
	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011 M\$
	Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
	906.389	3.359.497	4.265.886	109.631.899	876.746	-	110.508.645
	-	-	-	-	-	-	-
	2.810.297	10.519.166	13.329.463	7.864.024	25.087.748	26.158.087	59.109.859
	431.794	2.987.507	3.419.301	3.362.985	-	38.373.491	41.736.476
	2.662.019	9.436.481	12.098.500	17.142.594	1.612.063	-	18.754.657
	37.689.501	28.405.542	66.095.043	47.915.942	2.458.440	-	50.374.382
	1.338.154	82.134.906	83.473.060	-	-	-	-
	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
	30.524.862	175.096.068	205.620.930	142.254.517	90.580.272	8.209.057	241.043.846
	77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	12-2012		
							Corriente		
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Ampla	Brasil	Unibanco	Real	10,27%	10,29%	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bradesco	Real	9,75%	5,65%	4.723.977	-	4.723.977
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco do Brasil	Real	9,47%	9,29%	554.588	24.723.805	25.278.393
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco HSBC	Real	9,93%	9,77%	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Itaú	Real	10,12%	10,20%	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Electrobras	Real	6,50%	6,50%	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bndes	Real	9,06%	9,06%	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Alfa	Real	10,23%	10,27%	-	-	-
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - A	US\$	7,98%	8,04%	276.653	3.174.804	3.451.457
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - B	US\$	3,03%	3,02%	91.826	4.013.768	4.105.594
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - C	US\$	12,09%	12,31%	101.336	304.008	405.344
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Santander	Real	11,61%	11,80%	-	-	-
96.800.570-7	Chillectra S.A.	Chile	Líneas de crédito bancarias	Ch\$	6,60%	6,60%	46	-	46
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Banco Santander Chile	Ch\$	2,10%	2,10%	53	-	53
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco Europeo de Inwestimentos	US\$	5,49%	5,49%	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Eletrobras	Real	6,46%	6,46%	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco do Brasil	Real	15,61%	15,61%	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Bndes	Real	9,52%	9,52%	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco do Nordeste	Real	7,78%	7,78%	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Banco Europeo de Inwestimentos	US\$	5,49%	5,49%	-	-	-
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Banco Agrario	\$ Col	5,97%	5,81%	2.669.235	-	2.669.235
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	AV VILLAS	\$ Col	6,32%	6,14%	2.460.550	-	2.460.550
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	41.569	124.706	166.275
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	58.199	174.596	232.795
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Interbank	Soles	6,90%	6,73%	32.026	96.077	128.103
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco Continental	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	41.569	124.706	166.275
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	41.569	124.706	166.275
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	36.026	108.077	144.103
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	16.627	49.882	66.509
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	69.281	207.843	277.124
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	21,72%	21,33%	314.754	7.549.210	7.863.964
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	\$ Arg	16,65%	15,50%	37.725	1.074.140	1.111.865
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	22,83%	23,07%	769.536	2.086.114	2.855.650
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	21,00%	21,00%	4.441.078	-	4.441.078
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	19,55%	18,00%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	21,94%	20,00%	57.771	1.428.116	1.485.887
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	21,52%	19,65%	119.563	2.712.832	2.832.395

	12-2012				12-2011							
	No Corriente				Corriente			No 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	
-	-	-	-	-	45.870	1.542.373	1.588.243	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	5.982.354	13.453.719	19.436.073	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	875.019	2.942.372	3.817.391	30.333.452	-	-	30.333.452	
-	-	-	-	-	632.464	22.045.700	22.678.164	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	57.479	1.964.473	2.021.952	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	339.935	1.111.948	1.451.883	2.916.206	5.539.073	725.103	9.180.382	
-	-	-	-	-	6.488.408	16.888.622	23.377.030	33.192.137	52.961.281	3.133.364	89.286.782	
-	-	-	-	-	1.779.341	12.975.006	14.754.347	-	-	-	-	
6.851.156	6.773.346	-	13.624.502	344.277	3.510.015	3.854.292	7.427.750	7.100.739	4.604.499	-	19.132.988	
8.681.755	-	-	8.681.755	114.099	4.162.847	4.276.946	8.990.990	4.835.251	-	-	13.826.241	
810.688	2.176.412	2.144.472	5.131.572	108.598	365.176	473.774	875.946	5.584.166	-	-	6.460.112	
-	-	-	-	-	1.801.366	59.020.877	60.822.243	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	19.073	173.334	192.407	237.999	357.290	1.748.100	2.343.389	
-	-	-	-	-	1.721.402	4.747.664	6.469.066	8.943.102	16.832.769	4.350.590	30.126.461	
-	-	-	-	-	1.310.254	4.235.607	5.545.861	5.443.423	-	-	5.443.423	
-	-	-	-	-	9.231.834	30.273.652	39.505.486	56.108.514	15.247.149	-	71.355.663	
-	-	-	-	-	259.136	3.894.055	4.153.191	5.317.683	-	-	5.317.683	
-	-	-	-	-	58.889	4.387.814	4.446.703	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	-	3.890.223	
465.590	1.470.611	2.965.089	4.901.290	60.638	203.903	264.541	489.101	-	5.157.627	-	5.646.728	
256.207	2.016.376	-	2.272.583	32.758	110.153	142.911	264.223	-	2.430.861	-	2.695.084	
-	-	-	-	-	99.201	333.576	432.777	800.145	-	9.525.160	10.325.305	
332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	-	3.890.223	
332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	-	3.890.223	
288.205	910.362	1.835.528	3.034.095	32.360	108.816	141.176	261.016	-	3.097.880	-	3.358.896	
133.019	420.169	847.167	1.400.355	15.156	50.965	66.121	122.250	-	1.433.839	-	1.556.089	
554.247	1.750.704	3.529.863	5.834.814	63.151	212.355	275.506	509.375	-	5.974.330	-	6.483.705	
-	-	-	-	-	6.354.203	1.169.601	7.523.804	9.498.494	-	-	9.498.494	
-	-	-	-	-	124.577	158.143	282.720	1.364.912	-	-	1.364.912	
621.207	-	-	621.207	213.681	718.530	932.211	4.195.131	-	-	-	4.195.131	
-	-	-	-	-	614.888	1.088.442	1.703.330	4.708.036	-	-	4.708.036	
-	-	-	-	-	128.257	2.499.512	2.627.769	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	673.842	228.279	902.121	3.245.052	-	-	3.245.052	
-	-	-	-	-	288.456	4.819.512	5.107.968	2.454.313	-	-	2.454.313	

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	12-2012		
							Corriente		
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	21,94%	20,00%	592.597	195.649	788.246
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	23,67%	22,31%	2.014.971	-	2.014.971
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	24,06%	21,75%	877.758	578.433	1.456.191
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	21,26%	19,75%	48.076	689.891	737.967
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	21,27%	20,69%	97.084	1.381.833	1.478.917
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	21,27%	20,69%	121.354	1.727.291	1.848.645
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Banco Frances	\$ Arg	18,55%	22,00%	491.236	-	491.236
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Comafi	\$ Arg	25,07%	23,50%	238.213	-	238.213
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	22,39%	19,75%	79.285	-	79.285
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	US\$	6,24%	6,24%	199.159	-	199.159
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Soles	3,85%	3,80%	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US\$	4,07%	4,01%	161.573	923.528	1.085.101
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US\$	3,10%	3,06%	37.359	112.077	149.436
Extranjera	Edegel	Perú	Banco de Crédito	US\$	1,65%	1,65%	1.739.482	-	1.739.482
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	2,99%	2,96%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	3,54%	3,49%	276.481	829.443	1.105.924
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	3,45%	3,41%	-	-	-
Extranjera	Edegel	Perú	Banco Continental	US\$	3,00%	3,00%	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	9,41%	9,20%	428.684	1.286.051	1.714.735
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	9,41%	9,20%	131.424	394.271	525.695
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	1.158.673	3.476.018	4.634.691
Extranjera	Emgesa	Colombia	AV VILLAS	\$ Col	9,41%	9,20%	181.346	544.039	725.385
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander	\$ Col	8,15%	7,91%	-	-	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Davivienda	\$ Col	8,15%	7,91%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	20,75%	20,75%	1.483.661	-	1.483.661
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	22,00%	22,00%	879.133	-	879.133
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	18,85%	18,85%	946.327	1.855.665	2.801.992
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	17,00%	17,00%	4.349.740	-	4.349.740
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Ciudad	\$ Arg	18,75%	18,75%	395.870	-	395.870
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	21,00%	21,00%	1.388.486	-	1.388.486
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itau	\$ Arg	23,75%	23,75%	2.459.388	-	2.459.388
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	18,75%	18,75%	2.031.944	-	2.031.944
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	\$ Arg	18,09%	18,09%	96.871	122.911	219.782
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	11,45%	11,45%	4.883.837	-	4.883.837
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,98%	31.301	859.843	891.144
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	1,82%	1,73%	347.952	354.206	702.158
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.NY	US\$	1,72%	1,12%	439.133	1.317.400	1.756.533
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Santander Chile (Linea Crédito)	Ch\$	6,00%	6,00%	272	-	272
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	8,30%	8,06%	881.121	2.547.013	3.428.134
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	8,30%	8,06%	440.417	1.273.172	1.713.589
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itau	US\$	8,30%	8,06%	440.527	1.273.427	1.713.954
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank - Sindicado I	\$ Arg	25,42%	23,31%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicado I	\$ Arg	25,42%	23,31%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado I	\$ Arg	25,42%	23,31%	354.694	340.398	695.092
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Galicia - Sindicado I	\$ Arg	25,42%	23,31%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itau - Sindicado II	\$ Arg	26,96%	24,11%	239.076	488.681	727.757
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank -Sindicado II	\$ Arg	26,96%	24,11%	527.542	1.078.428	1.605.970
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander -Sindicado II	\$ Arg	26,96%	24,11%	383.587	784.144	1.167.731
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado II	\$ Arg	26,96%	24,11%	190.602	389.550	580.152
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Galicia - Sindicado II	\$ Arg	26,96%	24,11%	190.906	390.193	581.099
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Ciudad -Sindicado II	\$ Arg	26,96%	24,11%	152.374	311.411	463.785
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Galicia - Sindicado III	\$ Arg	26,95%	24,10%	614.638	779.040	1.393.678
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itau - Sindicado III	\$ Arg	26,95%	24,10%	614.638	779.040	1.393.678
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank - Sindicado III	\$ Arg	26,95%	24,10%	614.638	779.040	1.393.678
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicado III	\$ Arg	26,95%	24,10%	614.638	779.040	1.393.678
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	18,81%	18,00%	87.619	2.034.700	2.122.319
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Macro I	\$ Arg	23,14%	21,00%	295.652	-	295.652
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	23,14%	21,00%	198.116	-	198.116
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander Río	\$ Arg	22,42%	20,75%	98.949	-	98.949
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Citibank	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	BBVA	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	-	-	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Industrial de Azul	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	-	-	-
Totales							52.503.961	78.753.216	131.257.177

	12-2012				12-2011							
	No Corriente				Corriente			No 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	
-	-	-	-	-	2.120.536	1.891.956	4.012.492	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	151.298	508.762	660.060	3.474.143	-	-	-	3.474.143
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
411.852	-	-	411.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-
824.138	-	-	824.138	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.030.173	-	-	1.030.173	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	14.597	1.585.500	1.600.097	-	-	-	-	-
2.391.649	2.288.243	12.109.598	16.789.490	166.062	558.407	724.469	2.423.556	17.774.668	-	-	-	20.198.224
2.621.204	2.471.768	-	5.092.972	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.949.762	5.760.203	7.709.965	1.880.534	-	-	-	1.880.534
-	-	-	-	-	405.477	1.378.129	1.783.606	-	-	-	-	-
9.160.648	23.070.803	-	32.231.451	280.841	944.367	1.225.208	3.559.934	7.313.080	26.158.087	-	-	37.031.101
-	-	-	-	-	8.155	1.878.060	1.886.215	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	260	-	260	-	-	-	-	-
5.805.307	7.495.253	13.520.587	26.821.147	326.504	20.008.140	20.334.644	-	-	-	-	-	-
1.838.073	2.414.481	4.407.478	8.660.032	99.148	6.208.686	6.307.834	-	-	-	-	-	-
15.690.942	20.258.627	36.544.265	72.493.834	361.976	22.181.880	22.543.856	-	-	-	-	-	-
2.455.833	3.170.740	5.719.663	11.346.236	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	412.115	25.254.372	25.666.487	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	138.411	8.481.828	8.620.239	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	123.454	-	123.454	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	10.746.076	1.949.571	12.695.647	-	-	-	-	-
411.921	-	-	411.921	1.382.931	1.533.096	2.916.027	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.844.142	-	1.844.142	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	4.670.705	-	4.670.705	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	832.611	-	832.611	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	3.503.302	-	3.503.302	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.105.942	-	1.105.942	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	166.419	3.156.573	3.322.992	2.652.744	-	-	-	2.652.744
1.657.085	-	-	1.657.085	53.521	1.002.756	1.056.277	1.915.379	876.746	-	-	-	2.792.125
689.651	-	-	689.651	379.501	764.980	1.144.481	1.132.904	-	-	-	-	1.132.904
96.635.723	-	-	96.635.723	473.367	1.591.761	2.065.128	106.583.616	-	-	-	-	106.583.616
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.918.502	-	-	3.918.502	518.208	1.530.246	2.048.454	3.576.867	402.643	-	-	-	3.979.510
1.959.017	-	-	1.959.017	1.611.491	4.749.662	6.361.153	10.912.983	1.209.420	-	-	-	12.122.403
1.959.196	-	-	1.959.196	1.791.907	-	1.791.907	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	64.001	1.336.177	1.400.178	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	80.629	1.707.695	1.788.324	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	55.506	1.125.918	1.181.424	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	26.301	535.888	562.189	-	-	-	-	-
230.121	-	-	230.121	-	-	-	-	-	-	-	-	-
507.222	-	-	507.222	-	-	-	-	-	-	-	-	-
368.840	-	-	368.840	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	-	-	-	7.474.292
183.696	-	-	183.696	-	-	-	-	-	-	-	-	-
183.881	-	-	183.881	-	-	-	-	-	-	-	-	-
146.892	-	-	146.892	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.679.513	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	233.981	2.275.667	2.509.648	2.994.506	-	-	-	2.994.506
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	112.503	1.115.167	1.227.670	1.471.923	-	-	-	1.471.923
-	-	-	-	-	152.645	1.527.554	1.680.199	2.019.288	-	-	-	2.019.288
-	-	-	-	-	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	-	-	7.474.292
177.459.336	79.839.161	89.977.464	347.275.961	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			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 M\$	Vencimiento Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente al 31/12/2012 M\$
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$					
Chile	US\$	7,71%	14.737.200	230.223.447	244.960.647	321.100.837	152.918.883	397.654.469	871.674.189
Chile	U.F.	5,57%	6.471.264	26.447.107	32.918.371	64.353.555	62.344.872	439.118.433	565.816.860
Perú	US\$	6,89%	628.048	1.884.143	2.512.191	12.047.614	12.454.106	22.585.830	47.087.550
Perú	Soles	6,52%	23.539.322	33.223.851	56.763.173	82.309.019	33.206.836	70.650.808	186.166.663
Argentina	\$ Arg	0,00%	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,01%	41.109.039	101.282.166	142.391.205	299.961.187	293.630.963	646.033.188	1.239.625.338
Brasil	Real	11,58%	9.870.157	55.941.012	65.811.169	132.005.212	195.057.347	97.529.513	424.592.072
			96.355.030	449.001.726	545.356.756	911.777.424	749.613.007	1.673.572.241	3.334.962.672

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	12-2012		
								Corriente		Total Corriente
								Menos de 90 días	más de 90 días	
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	9,56%	9,56%	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 1ª	Brasil	Real	9,47%	9,55%	649.029	1.947.086	2.596.115
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	13,89%	13,99%	1.306.206	16.457.896	17.764.102
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	13,49%	14,21%	1.563.703	4.691.110	6.254.813
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 1ª	Brasil	Real	8,30%	8,38%	486.106	1.458.317	1.944.423
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	11,40%	11,69%	2.063.384	6.190.152	8.253.536
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	9,65%	9,32%	1.578.308	4.734.924	6.313.232
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,57%	8,31%	2.233.916	6.701.749	8.935.665
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,81%	6,93%	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	8,17%	7,93%	452.748	24.509.254	24.962.002
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	9,29%	8,98%	457.666	21.816.289	22.273.955
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	8,83%	8,55%	464.493	1.393.478	1.857.971
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	6,18%	6,04%	21.879.751	-	21.879.751
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	7,15%	6,97%	682.706	2.048.119	2.730.825
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú 2	Brasil	Real	12,36%	12,22%	942.362	16.618.350	17.560.712
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú 1	Brasil	Real	10,26%	10,30%	563.189	1.689.567	2.252.756
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú 2	Brasil	Real	11,48%	11,57%	2.296.178	6.888.534	9.184.712
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,44%	5,37%	65.162	195.487	260.649
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	78.864	236.592	315.456
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,50%	6,40%	157.047	471.140	628.187
Extranjero	Edelnor	Perú	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficiales y Especialistas - Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	122.881	368.642	491.523
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	68.809	206.427	275.236
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	50.772	152.315	203.087
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	101.946	305.837	407.783
Extranjero	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,66%	6,55%	46.822	2.925.647	2.972.469
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	55.380	166.139	221.519
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	129.963	389.890	519.853
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,81%	6,70%	79.787	239.362	319.149
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	83.444	250.333	333.777
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,72%	7,58%	53.186	2.851.853	2.905.039
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	108.459	5.777.404	5.885.863
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,56%	6,46%	90.609	271.826	362.435
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	7,06%	6,94%	99.182	297.547	396.729
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	62.025	186.076	248.101
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	104.449	313.346	417.795
Extranjero	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	60.855	182.566	243.421

	Corriente			No Corriente			
	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011 M\$
	Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
	22.439.241	48.971.036	71.410.277	481.039.815	346.571.275	425.876.193	1.253.487.283
	41.003.385	39.199.072	80.202.457	89.539.138	263.688.193	527.887.200	881.114.531
	853.625	2.238.831	3.092.456	16.267.919	28.913.608	19.449.710	64.631.237
	31.909.724	18.212.792	50.122.516	92.722.951	73.395.355	17.029.264	183.147.570
	116.551	4.100.169	4.216.720	-	-	-	-
	17.854.990	68.624.369	86.479.359	299.425.050	335.136.989	589.777.719	1.224.339.758
	11.815.750	134.615.237	146.430.987	123.922.410	200.558.653	90.131.132	414.612.195
	125.993.266	315.961.506	441.954.772	1.102.917.283	1.248.264.073	1.670.151.218	4.021.332.574

	12-2012				12-2011							
	No Corriente				Corriente			No 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	
	-	-	-	-	6.698.731	102.230.946	108.929.677	59.162.266	133.237.309	-	192.399.575	
	18.249.614	14.355.442	-	32.605.056	-	-	-	-	-	-	-	
	30.303.386	-	-	30.303.386	-	-	-	-	-	-	-	
	12.509.626	39.253.525	16.499.357	68.262.508	-	-	-	-	-	-	-	
	3.888.844	25.374.189	-	29.263.033	-	-	-	-	-	-	-	
	16.507.071	39.266.574	53.772.545	109.546.190	-	-	-	-	-	-	-	
	69.271.323	-	-	69.271.323	1.601.595	5.385.582	6.987.177	74.917.478	-	-	74.917.478	
	17.871.330	117.176.843	-	135.048.173	2.268.235	7.627.252	9.895.487	18.295.433	139.590.884	-	157.886.317	
	-	-	-	-	142.540	9.063.816	9.206.356	-	-	-	-	
	-	-	-	-	369.477	1.242.417	1.611.894	24.349.062	-	-	24.349.062	
	-	-	-	-	467.694	1.572.686	2.040.380	22.071.605	-	-	22.071.605	
	3.715.942	3.715.942	23.519.736	30.951.620	469.953	1.580.283	2.050.236	3.790.614	32.393.688	-	36.184.302	
	-	-	-	-	346.784	1.166.108	1.512.892	21.620.973	-	-	21.620.973	
	5.461.651	39.717.086	-	45.178.737	717.221	2.411.754	3.128.975	5.785.056	46.931.965	-	52.717.021	
	15.675.987	-	-	15.675.987	2.539.943	23.718.519	26.258.462	43.973.620	34.824.619	-	78.798.239	
	16.501.261	13.122.127	-	29.623.388	-	-	-	-	-	-	-	
	18.369.423	63.685.490	27.257.611	109.312.524	2.577.076	8.665.772	11.242.848	20.786.524	32.496.725	90.131.132	143.414.381	
	4.844.664	-	-	4.844.664	63.823	214.613	278.436	5.077.124	-	-	5.077.124	
	4.905.580	-	-	4.905.580	76.203	256.244	332.447	5.180.728	-	-	5.180.728	
	9.793.310	-	-	9.793.310	151.944	510.933	662.877	10.342.337	-	-	10.342.337	
	6.370.075	-	-	6.370.075	126.147	424.187	550.334	1.017.494	6.418.045	-	7.435.539	
	550.471	3.402.611	-	3.953.082	70.593	237.379	307.972	569.399	4.271.435	-	4.840.834	
	406.174	2.951.787	-	3.357.961	52.086	175.146	227.232	420.122	3.482.779	-	3.902.901	
	815.566	5.175.028	-	5.990.594	104.593	351.709	456.302	843.643	6.430.925	-	7.274.568	
	-	-	-	-	48.033	161.519	209.552	3.034.955	-	-	3.034.955	
	4.050.553	-	-	4.050.553	56.814	191.045	247.859	458.259	3.910.505	-	4.368.764	
	8.376.812	-	-	8.376.812	133.328	448.335	581.663	1.075.419	8.019.674	-	9.095.093	
	4.853.567	-	-	4.853.567	81.845	275.214	357.059	5.284.017	-	-	5.284.017	
	667.555	4.860.882	-	5.528.437	85.597	287.833	373.430	690.422	5.790.825	-	6.481.247	
	-	-	-	-	54.563	183.474	238.037	2.962.950	-	-	2.962.950	
	-	-	-	-	111.264	374.141	485.405	6.004.573	-	-	6.004.573	
	5.685.232	-	-	5.685.232	92.948	312.552	405.500	6.177.926	-	-	6.177.926	
	793.458	6.161.764	-	6.955.222	101.873	342.563	444.436	821.704	6.921.650	-	7.743.354	
	4.085.997	-	-	4.085.997	63.749	214.363	278.112	514.191	3.917.515	-	4.431.706	
	835.588	835.588	6.746.909	8.418.085	107.277	360.734	468.011	865.289	2.512.167	6.209.886	9.587.342	
	486.841	4.221.751	-	4.708.592	62.548	210.325	272.873	504.506	4.816.026	-	5.320.532	

f. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	12-2012		
								Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Edelnor	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	65.829	197.487	263.316
Extranjero	Edelnor	Perú	9na emisión Serie A	Perú	Soles	6,28%	6,19%	119.124	357.371	476.495
Extranjero	Edelnor	Perú	11ra emisión Serie A	Perú	Soles	6,06%	5,97%	143.745	431.236	574.981
Extranjero	Edelnor	Perú	Seguro Social de Salud - Essalud	Perú	Soles	7,84%	7,70%	755.962	-	755.962
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,84%	6,73%	5.664.849	-	5.664.849
Extranjero	Edelnor	Perú	Mapfre Perú Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	3.814.063	-	3.814.063
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,31%	8,15%	94.076	282.228	376.304
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,91%	7,76%	-	-	-
Extranjero	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,56%	7,42%	5.669.822	-	5.669.822
Extranjero	Edelnor	Perú	13ra emisión Serie A	Perú	Soles	5,56%	5,49%	133.594	400.781	534.375
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	5,77%	5,69%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,06%	5,97%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	6,67%	6,56%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	7,97%	7,81%	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,00%	4,94%	90.003	270.010	360.013
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	oeds7	Argentina	\$ Arg	12,28%	11,75%	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US\$	7,76%	7,40%	2.297.908	6.893.723	9.191.631
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7,76%	6,60%	7.041	21.124	28.165
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US\$	7,69%	7,38%	3.166.579	9.499.738	12.666.317
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	669.150	4.474.479	5.143.629
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	1.975.290	5.925.870	7.901.160
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	630.588	1.891.764	2.522.352
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	406.804	1.220.413	1.627.217
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,35%	4.127.302	198.393.750	202.521.052
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	2.125.688	6.377.065	8.502.753
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	1.684.588	9.620.049	11.304.637
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	4.117.526	12.352.579	16.470.105
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	3,86%	3,86%	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	6,44%	6,44%	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	1.102.280	3.306.839	4.409.119
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	209.956	629.869	839.825
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A5	Colombia	\$ Col	8,06%	8,06%	223.748	671.245	894.993
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	7,38%	7,19%	1.325.639	3.976.917	5.302.556
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,71%	8,44%	946.998	2.840.995	3.787.993
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,03%	8,74%	894.296	2.682.888	3.577.184
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	555.900	1.667.701	2.223.601
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B15	Colombia	\$ Col	8,83%	8,56%	339.573	1.018.719	1.358.292
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,04%	8,75%	577.113	1.731.338	2.308.451
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	618.169	1.854.506	2.472.675
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	4.442.297	13.326.891	17.769.188
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	1.264.032	3.792.096	5.056.128
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	859.450	2.578.349	3.437.799
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,47%	79.897	239.692	319.589
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	73.875	221.624	295.499
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	73.509	220.527	294.036
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	63.196	189.587	252.783
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	6,50%	4.770.062	-	4.770.062
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,54%	6,44%	75.338	4.744.218	4.819.556
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,63%	77.532	4.771.525	4.849.057
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	87.352	262.056	349.408
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	78.353	235.060	313.413
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	108.049	324.147	432.196
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	78.482	235.446	313.928
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	55.926	167.777	223.703
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,74%	6,63%	81.827	245.481	327.308
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	74.108	222.323	296.431
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,87%	5,78%	71.406	214.217	285.623
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Perú	US\$	6,15%	6,06%	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,57%	6,47%	75.703	4.870.634	4.946.337
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	72.046	216.138	288.184
Totales								96.355.030	449.001.726	545.356.756

	12-2012				12-2011							
	No Corriente				Corriente			No 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	
	526.631	526.631	4.040.453	5.093.715	68.516	230.393	298.909	552.643	5.457.537	-	6.010.180	
	952.989	952.989	9.575.198	11.481.176	-	-	-	-	-	-	-	
	1.149.961	1.149.961	16.862.736	19.162.658	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	15.147	821.547	836.694	-	-	-	-	
	-	-	-	-	98.656	6.111.343	6.209.999	-	-	-	-	
	-	-	-	-	60.381	203.039	263.420	3.893.541	-	-	3.893.541	
	5.147.475	-	-	5.147.475	96.506	324.515	421.021	778.412	4.863.685	-	5.642.097	
	-	-	-	-	51.945	2.662.041	2.713.986	-	-	-	-	
	-	-	-	-	6.276.791	-	6.276.791	-	-	-	-	
	1.068.749	1.068.749	11.881.733	14.019.231	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	3.926.418	-	3.926.418	-	-	-	-	
	-	-	-	-	7.975.989	-	7.975.989	-	-	-	-	
	-	-	-	-	6.065.488	-	6.065.488	-	-	-	-	
	-	-	-	-	4.936.463	-	4.936.463	-	-	-	-	
	720.026	720.026	10.360.492	11.800.544	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	116.551	4.100.169	4.216.720	-	-	-	-	
	18.383.260	128.761.093	-	147.144.353	2.492.775	8.382.298	10.875.073	20.106.557	158.089.452	-	178.196.009	
	56.331	56.331	664.287	776.949	7.638	25.685	33.323	61.611	178.874	660.104	900.589	
	168.631.075	-	-	168.631.075	9.552.437	5.637.390	15.189.827	195.829.642	-	-	195.829.642	
	10.049.549	9.701.503	20.334.599	40.085.651	837.156	5.068.678	5.905.834	10.912.682	27.372.736	11.324.847	49.610.265	
	15.802.321	15.802.321	171.658.937	203.263.579	703.310	2.364.976	3.068.286	5.672.852	16.469.819	84.974.171	107.116.842	
	5.044.703	5.044.703	78.366.028	88.455.434	2.204.773	7.413.852	9.618.625	17.783.553	51.630.453	177.679.777	247.093.783	
	3.254.435	3.254.435	146.965.217	153.474.087	2.384.734	8.018.994	10.403.728	19.235.104	109.486.718	-	128.721.822	
	-	-	-	-	4.635.971	15.589.088	20.225.059	218.659.499	-	-	218.659.499	
	109.928.712	-	-	109.928.712	457.603	1.538.753	1.996.356	3.690.997	10.715.959	162.562.141	176.969.097	
	21.363.797	19.703.160	79.761.211	120.828.168	2.124.125	11.532.964	13.657.089	24.422.163	58.670.925	66.097.899	149.190.987	
	32.940.209	32.940.209	339.022.623	404.903.041	4.973.783	16.725.028	21.698.811	40.118.205	136.748.818	305.217.831	482.084.854	
	-	-	-	-	1.746.368	5.872.402	7.618.770	14.086.088	40.895.714	145.246.623	200.228.425	
	-	-	-	-	31.321.953	-	31.321.953	-	-	-	-	
	62.006.104	-	-	62.006.104	1.150.327	3.868.134	5.018.461	9.278.465	-	56.536.718	65.815.183	
	11.810.678	-	-	11.810.678	216.825	729.104	945.929	1.748.896	10.768.120	-	12.517.016	
	13.536.136	-	-	13.536.136	179.093	602.226	781.319	14.001.389	-	-	14.001.389	
	10.605.111	10.605.111	62.175.621	83.385.843	1.328.332	4.466.698	5.795.030	10.714.236	84.115.563	-	94.829.799	
	7.575.987	7.575.987	47.759.102	62.911.076	989.794	3.328.320	4.318.114	7.983.617	-	65.971.663	73.955.280	
	7.154.367	50.204.631	-	57.358.998	1.129.556	3.798.288	4.927.844	9.110.927	-	62.840.794	71.951.721	
	4.447.203	4.447.203	32.223.666	41.118.072	556.858	1.872.513	2.429.371	4.491.583	13.040.277	28.416.894	45.948.754	
	2.716.583	2.716.583	23.403.981	28.837.147	354.285	1.191.331	1.545.616	2.857.637	8.296.492	21.943.442	33.097.571	
	26.317.195	-	-	26.317.195	569.828	1.916.126	2.485.954	28.105.888	-	-	28.105.888	
	4.945.349	4.945.349	31.993.565	41.884.263	610.366	2.052.440	2.662.806	4.923.173	-	43.251.722	48.174.895	
	35.538.377	35.538.377	229.912.869	300.989.623	4.386.227	14.749.291	19.135.518	35.379.018	-	310.816.486	346.195.504	
	10.112.255	10.112.255	106.512.256	126.736.766	-	-	-	-	-	-	-	
	6.875.596	6.875.596	88.532.392	102.283.584	-	-	-	-	-	-	-	
	639.178	639.178	4.814.505	6.092.861	97.652	235.722	333.374	616.363	1.789.469	5.500.435	7.906.267	
	590.997	590.997	6.023.737	7.205.731	160.276	-	160.276	-	-	10.819.378	10.819.378	
	588.072	588.072	5.159.550	6.335.694	79.552	267.504	347.056	4.950.085	-	-	4.950.085	
	3.923.716	-	-	3.923.716	78.051	262.457	340.508	4.868.653	-	-	4.868.653	
	-	-	-	-	77.676	261.195	338.871	5.051.067	-	-	5.051.067	
	-	-	-	-	73.923	248.577	322.500	5.114.463	-	-	5.114.463	
	-	-	-	-	89.628	301.387	391.015	5.873.636	-	-	5.873.636	
	5.400.952	-	-	5.400.952	77.300	259.934	337.234	4.919.966	-	-	4.919.966	
	626.827	626.827	7.948.123	9.201.777	83.851	281.959	365.810	2.639.913	-	8.220.849	10.860.762	
	5.049.991	-	-	5.049.991	115.630	388.820	504.450	5.903.654	-	-	5.903.654	
	627.856	627.856	4.249.866	5.505.578	83.988	282.422	366.410	677.444	6.208.170	-	6.885.614	
	3.285.038	-	-	3.285.038	59.850	201.252	261.102	3.783.487	-	-	3.783.487	
	654.617	4.978.803	-	5.633.420	87.568	294.460	382.028	706.319	6.190.863	-	6.897.182	
	592.861	5.010.196	-	5.603.057	79.307	266.681	345.988	639.685	6.096.813	-	6.736.498	
	571.246	571.246	5.573.336	6.715.828	85.503	287.515	373.018	689.660	6.853.252	-	7.542.912	
	-	-	-	-	75.800	254.886	330.686	611.394	1.775.041	5.728.426	8.114.861	
	-	-	-	-	75.424	253.624	329.048	608.367	6.582.587	-	7.190.954	
	4.718.008	-	-	4.718.008	64.842	218.041	282.883	4.267.060	-	-	4.267.060	
	911.777.424	749.613.007	1.673.572.241	3.334.962.672	125.993.266	315.961.506	441.954.772	1.102.917.283	1.248.264.073	1.670.151.218	4.021.332.574	

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012		
								Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	517.486	1.552.682	2.070.168
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,13%	1.406.430	4.177.025	5.583.455
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	5,77%	1.230.672	3.009.713	4.240.385
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,60%	216.766	313.356	530.122
Totales								3.371.354	9.052.776	12.424.130

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	12-2012		
								Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	56.264.078	-	56.264.078
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	11.534.186	-	11.534.186
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	799.346	5.846.518	6.645.864
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	6.659.064	-	6.659.064
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	2.017.319	-	2.017.319
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,50%	285.377	965.266	1.250.643
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,06%	4.536.007	13.214.919	17.750.926
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,46%	1.190.648	3.151.597	4.342.245
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,62%	16.441	113.614	130.055
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	15,61%	1.116.763	3.235.164	4.351.927
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,52%	3.934.967	9.755.961	13.690.928
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,78%	2.267.540	8.719.128	10.986.668
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	121.287	3.117.565	3.238.852
Totales								90.743.023	48.119.732	138.862.755

	12-2012				12-2011						
	No Corriente				Corriente			No 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
	4.142.238	4.145.057	13.854.905	22.142.200	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290
	12.608.401	17.546.542	-	30.154.943	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	27.292.271	-	39.150.493
	2.238.071	-	-	2.238.071	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	2.604.306
	216.179	-	-	216.179	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	673.700
	19.204.889	21.691.599	13.854.905	54.751.393	4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789

	12-2012				12-2011						
	No Corriente				Corriente			No 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
	-	-	-	-	14.958.554	10.030.787	24.989.341	32.747.272	24.243.194	-	56.990.466
	-	-	-	-	2.296.618	67.527	2.364.145	161.976	1.139.597	-	1.301.573
	6.019.282	-	-	6.019.282	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-
	-	-	-	-	10.193.375	-	10.193.375	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	3.930.734	3.930.734	-	-	-	-
	3.045.792	2.592.406	1.861.196	7.499.394	-	-	-	-	-	-	-
	31.774.969	27.224.080	14.032.389	73.031.438	-	-	-	-	-	-	-
	6.954.127	6.017.081	8.923.825	21.895.033	-	-	-	-	-	-	-
	149.411	115.228	1.694.259	1.958.898	-	-	-	-	-	-	-
	935.799	-	-	935.799	-	-	-	-	-	-	-
	12.079.881	-	-	12.079.881	-	-	-	-	-	-	-
	22.974.521	11.730.771	6.498.966	41.204.258	-	-	-	-	-	-	-
	1.498.141	-	-	1.498.141	-	-	-	-	-	-	-
	85.431.923	47.679.566	33.010.635	166.122.124	27.995.745	14.913.813	42.909.558	32.909.248	25.382.791	-	58.292.039

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

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

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			34.346.077	42.323.083
	Dólares	Pesos chileno	29.667.476	22.805.258
	Dólares	Pesos Colombianos	10.947	5.634
	Dólares	Soles	4.233.557	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	434.097	16.310.223
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			6.803.538	10.100.793
	Dólares	Pesos chileno	6.803.538	10.100.793
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			580.405	379.862
	Dólares	Pesos chileno	580.405	379.862
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios			41.730.020	52.803.738
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			41.730.020	52.803.738
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			9.030.441	9.733.400
	Dólares	Pesos chileno	9.030.441	9.733.400
Plusvalía			426.209.853	477.068.142
	Reales	Soles	8.703.399	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	272.442.268	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.742.640	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	124.877.836	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	8.443.710	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			435.240.294	486.801.542
TOTAL ACTIVOS			476.970.314	539.605.280

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-12				
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes	
			Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente	más de 1 año a 3 años M\$	más de 3 años a 5 años M\$
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		104.128.409	255.065.083	359.193.492	487.384.775	223.960.388
	Dólares	Pesos chileno	24.749.455	234.307.578	259.057.033	424.225.534	157.063.940
	Dólares	Reales	486.256	7.606.194	8.092.450	16.493.010	9.064.986
	Dólares	Soles	4.249.373	7.926.216	12.175.589	38.829.516	57.831.462
	Dólares	Peso Argentino	74.643.325	5.225.095	79.868.420	7.836.715	-
TOTAL PASIVOS			104.128.409	255.065.083	359.193.492	487.384.775	223.960.388

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

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

a) Estratificación de la cartera

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

			31-12-11						
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes			
	más de 5 años M\$	Total no Corriente	Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente	más de 1 año a 3 años M\$	más de 3 años a 5 años M\$	más de 5 años M\$	Total no Corriente
	450.043.533	1.161.388.696	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750
	411.509.374	992.798.848	23.913.216	58.161.835	82.075.051	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218
	3.838.731	29.396.727	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
	34.695.428	131.356.406	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	79.518.586	50.698.749	165.596.106
	-	7.836.715	19.914.191	19.534.795	39.448.986	50.051.842	26.994.854	-	77.046.696
	450.043.533	1.161.388.696	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750

	Saldo al 31-12-12				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar					
Deudores Comerciales bruto	577.631.678	85.836.682	31.117.064	14.481.479	7.021.733
Provisión de deterioro	(2.348.483)	(1.217.309)	(396.729)	(626.718)	(2.690.963)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	130.237.560	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(12.979.909)	-	-	-	-
Total	692.540.846	84.619.373	30.720.335	13.854.761	4.330.770

	Saldo al 31-12-11				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar					
Deudores Comerciales bruto	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804
Provisión de deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.740.000	1.220.415	429.523	292.486	523.760
Provisión de deterioro	(1.326.089)	-	-	-	-
Total	588.235.362	80.671.634	35.917.331	8.455.477	6.186.814

Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-12					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
al día	10.265.582	557.611.707	333.154	20.019.971	10.598.736	20.019.971
Entre 1 y 30 días	2.063.754	79.490.817	92.078	6.345.865	2.155.832	7.501.747
Entre 31 y 60 días	371.586	28.579.364	36.119	2.537.700	407.705	2.945.414
Entre 61 y 90 días	76.378	12.571.244	24.312	1.910.235	100.690	2.010.929
Entre 91 y 120 días	54.860	5.415.338	15.077	1.606.395	69.937	1.676.332
Entre 121 y 150 días	43.521	4.895.739	14.427	1.429.622	57.948	1.487.577
Entre 151 y 180 días	34.882	3.794.350	9.840	1.229.236	44.722	3.839.076
Entre 181 y 210 días	18.980	2.566.420	15.738	1.428.677	34.718	2.605.107
Entre 211 y 250 días	17.673	3.218.482	10.848	955.377	28.521	4.173.859
superior a 251 días	312.567	156.553.928	22.929	9.948.818	335.496	166.502.746
Total	13.259.783	854.697.389	574.522	47.411.896	13.834.305	868.509.185

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-12		Saldo al 31-12-11	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	154.337	19.650.395	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	11.333	24.548.940	11.033	26.318.280
Total	165.670	44.199.335	62.028	43.800.546

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

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Provisión cartera no repactada	25.406.355	21.443.190
Provisión cartera repactada	1.683.468	527.254
Castigos del periodo	(16.073.728)	(7.046.353)
Recuperos del periodo	6.083.566	(3.320.964)
Total	17.099.661	11.603.127

Saldo al 31-12-12							
	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\$
	6.325.361	5.023.586	3.995.097	4.173.859	166.502.746	902.109.285	163.265.685
	(1.863.025)	(1.995.194)	(1.258.411)	(916.663)	(136.848.875)	(150.162.370)	-
	-	-	-	-	-	130.237.560	39.712.008
						(12.979.909)	-
	4.462.336	3.028.392	2.736.686	3.257.196	29.653.871	869.204.566	202.977.693

Saldo al 31-12-11							
	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\$
	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.201	1.064.989.760	182.387.693
	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(161.000.694)	(187.293.252)	(999.510)
	105.650	161.472	5.288.580	576.549	34.893.534	101.231.969	261.940.267
	-	-	-	-	-	(1.326.089)	-
	4.794.287	711.881	8.495.502	3.335.059	240.799.041	977.602.388	443.328.450

Saldo al 31-12-11							
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		
	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
	577.631.678	7.908.458	513.850.924	92.748	20.756.846	8.001.206	534.607.770
	85.836.682	2.128.913	75.776.992	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.683
	31.117.064	423.750	28.581.320	49.184	7.091.515	472.934	35.672.835
	14.481.479	133.395	11.531.589	795	1.343.007	134.190	12.874.596
	7.021.733	113.101	7.636.149	6.420	1.260.655	119.521	8.896.804
	6.325.361	98.637	6.367.912	8.836	1.216.584	107.473	7.584.496
	5.023.586	89.794	3.355.049	8.423	2.116.440	98.217	5.471.489
	3.995.097	36.235	7.811.862	3.180	1.083.419	39.415	8.895.281
	4.173.859	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605
	166.502.746	847.486	331.712.072	43.791	35.194.129	891.277	366.906.201
	902.109.285	11.803.877	989.786.068	231.968	75.203.692	12.035.845	1.064.989.760

d) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-12-12		31-12-11	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$
Provision deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.678.956	1.679.017	2.590.194	2.590.264
Monto de las operaciones M\$	19.069.326	33.173.389	(1.048.188)	18.649.480

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

Por antigüedad de los deudores comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al 31-12-12				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	162.178.765	814.505	47.700	4.335.174	308.432
-Grandes Clientes	115.182.971	201.283	635	6.290	82.886
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-
-Otros	28.247.269	613.222	47.065	4.328.884	225.546
Provision Deterioro	(260.312)	-	-	-	-
Servicios no facturados	70.067.853	-	-	-	-
Servicios facturados	92.110.912	814.505	47.700	4.335.174	308.432
Deudores Comerciales Distribución	415.452.913	85.022.177	31.069.364	10.146.305	6.713.301
-Clientes Masivos	261.331.994	61.975.079	20.915.473	6.292.552	4.776.095
-Grandes Clientes	101.717.620	15.465.074	6.738.078	2.093.418	771.383
-Clientes Institucionales	52.403.299	7.582.024	3.415.813	1.760.335	1.165.823
Provision Deterioro	(2.088.171)	(1.217.309)	(396.729)	(626.718)	(2.690.963)
Servicios no facturados	207.144.462	-	-	-	-
Servicios facturados	208.308.451	85.022.177	31.069.364	10.146.305	6.713.301
Total Deudores Comerciales Brutos	577.631.678	85.836.682	31.117.064	14.481.479	7.021.733
Total Provisión Deterioro	(2.348.483)	(1.217.309)	(396.729)	(626.718)	(2.690.963)
Total Deudores Comerciales Netos	575.283.195	84.619.373	30.720.335	13.854.761	4.330.770

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

Saldo al 31-12-12							
	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\$
	274.643	28.484	-	311	66.123.434	234.111.448	140.323.852
	272.789	2	-	311	18.340.888	134.088.055	-
	-	-	-	-	-	18.748.525	140.323.852
	1.854	28.482	-	-	47.782.546	81.274.868	-
	-	-	-	-	(56.996.601)	(57.256.913)	-
	-	-	-	-	-	70.067.853	-
	274.643	28.484	-	311	66.123.434	164.043.595	140.323.852
	6.050.718	4.995.102	3.995.097	4.173.548	100.379.312	667.997.837	22.941.833
	3.393.756	3.289.634	2.009.216	1.322.318	40.247.009	405.553.126	11.877.739
	876.241	813.456	541.975	720.722	36.025.809	165.763.776	6.095.508
	1.780.721	892.012	1.443.906	2.130.508	24.106.494	96.680.935	4.968.586
	(1.863.025)	(1.995.194)	(1.258.411)	(916.663)	(79.852.274)	(92.905.457)	-
	-	-	-	-	1.239.251	208.383.713	-
	6.050.718	4.995.102	3.995.097	4.173.548	99.140.061	459.614.124	22.941.833
	6.325.361	5.023.586	3.995.097	4.173.859	166.502.746	902.109.285	163.265.685
	(1.863.025)	(1.995.194)	(1.258.411)	(916.663)	(136.848.875)	(150.162.370)	-
	4.462.336	3.028.392	2.736.686	3.257.196	29.653.871	751.946.915	163.265.685

	Saldo al 31-12-11				
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$
Deudores comerciales					
Deudores Comerciales Generación y transmisión	276.162.422	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005
-Grandes Clientes	219.872.741	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005
-Clientes Institucionales	56.289.681	-	-	-	-
Provision Deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)
Servicios no facturados	108.875.974	-	-	-	-
Servicios facturados	167.286.448	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005
Deudores Comerciales Distribución	258.445.348	77.735.369	35.587.863	5.589.767	8.403.798
-Clientes Masivos	112.922.763	60.157.006	28.341.140	2.984.669	5.486.134
-Grandes Clientes	94.208.438	11.240.026	4.312.588	1.311.741	1.519.470
-Clientes Institucionales	51.314.147	6.338.337	2.934.135	1.293.357	1.398.194
Provision Deterioro	(1.803.214)	(489.464)	(185.027)	(600.965)	(3.178.256)
Servicios no facturados	150.400.140	-	-	-	-
Servicios facturados	108.045.208	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799
Total Deudores Comerciales Brutos	534.607.770	79.940.682	35.672.835	12.874.596	8.896.803
Total Provisión Deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)
Total Deudores Comerciales Netos	531.821.451	79.451.218	35.487.808	8.162.991	5.663.053

Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-12			
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	155.229.004	814.505	47.700	4.311.860
-Grandes Clientes	115.182.971	201.283	635	6.290
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-
-Otros	21.297.508	613.222	47.065	4.305.570
Cartera repactada	6.949.761	-	-	23.314
-Grandes Clientes	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-
-Otros	6.949.761	-	-	23.314
DISTRIBUCIÓN				
Cartera no repactada	402.382.703	78.676.312	28.531.664	8.259.384
-Clientes Masivos	252.003.889	57.670.992	19.067.440	5.008.539
-Grandes Clientes	100.406.979	14.047.180	6.585.752	1.954.431
-Clientes Institucionales	49.971.835	6.958.140	2.878.472	1.296.414
Cartera repactada	13.070.210	6.345.865	2.537.700	1.886.921
-Clientes Masivos	8.681.754	3.795.249	1.846.968	1.283.578
-Grandes Clientes	1.194.312	791.220	140.433	139.948
-Clientes Institucionales	3.194.144	1.759.396	550.299	463.395
Total cartera bruta	577.631.678	85.836.682	31.117.064	14.481.479

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-11			
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	256.097.955	2.205.313	2.894.669	4.727.650
-Grandes Clientes	206.702.908	2.205.313	2.894.669	4.727.650
-Clientes Institucionales	49.395.047	-	-	-
Cartera repactada	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN				
Cartera no repactada	257.752.969	73.571.679	25.686.651	6.803.939
-Clientes Masivos	116.163.607	56.976.736	19.972.918	4.801.938
-Grandes Clientes	93.126.921	11.031.598	3.980.710	1.152.224
-Clientes Institucionales	48.462.441	5.563.345	1.733.023	849.777
Cartera repactada	20.756.846	4.163.691	7.091.516	1.343.007
-Clientes Masivos	16.403.309	3.111.313	5.410.638	690.352
-Grandes Clientes	1.131.708	224.970	341.266	167.209
-Clientes Institucionales	3.221.829	827.408	1.339.612	485.446
Total cartera bruta	534.607.770	79.940.683	35.672.836	12.874.596

Saldo al 31-12-11							
	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\$
	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	364.840.933	148.953.896
	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	308.551.252	586.863
	-	-	-	-	-	56.289.681	148.367.033
	-	-	-	-	(43.766.186)	(48.915.425)	-
	-	-	-	-	-	108.875.974	-
	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	255.964.959	148.953.896
	7.445.973	4.148.425	8.895.281	4.139.606	289.757.397	700.148.827	33.433.797
	5.666.497	2.738.905	7.186.606	2.699.305	249.080.159	477.263.184	9.995.785
	621.819	635.550	776.703	1.015.465	38.272.310	153.914.110	4.622.939
	1.157.657	773.970	931.972	424.836	2.404.928	68.971.533	18.815.073
	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(117.234.508)	(138.377.827)	(999.510)
	-	-	-	-	-	150.400.140	-
	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	289.757.395	549.748.687	33.433.797
	7.584.496	5.471.488	8.895.281	4.139.606	366.906.203	1.064.989.760	182.387.693
	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(161.000.694)	(187.293.252)	(999.510)
	4.688.637	550.408	3.206.922	2.758.511	205.905.509	877.696.508	181.388.183

Saldo al 31-12-12							
	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\$
	308.432	274.643	4.577	-	311	65.515.189	226.506.221
	82.886	272.789	2	-	311	18.340.888	134.088.055
	-	-	-	-	-	-	18.748.525
	225.546	1.854	4.575	-	-	47.174.301	73.669.641
	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
	5.106.906	4.621.096	3.789.773	2.566.420	3.218.171	91.038.739	628.191.168
	3.688.532	2.463.672	2.491.643	1.318.921	731.935	32.414.708	376.860.271
	692.787	843.697	772.966	497.816	687.530	35.801.753	162.290.891
	725.587	1.313.727	525.164	749.683	1.798.706	22.822.278	89.040.006
	1.606.395	1.429.622	1.205.329	1.428.677	955.377	9.340.573	39.806.669
	1.094.281	929.814	797.592	689.649	590.346	7.807.681	27.516.912
	78.339	32.945	41.019	44.993	33.298	253.891	2.750.398
	433.775	466.863	366.718	694.035	331.733	1.279.001	9.539.359
	7.021.733	6.325.361	5.023.586	3.995.097	4.173.859	166.502.746	902.109.285

Saldo al 31-12-11							
	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\$
	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	339.497.792
	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	290.102.745
	-	-	-	-	-	-	49.395.047
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-
	7.143.144	6.367.912	2.419.405	7.811.862	3.162.199	259.568.517	650.288.277
	5.568.695	5.865.662	1.812.061	7.121.529	2.250.787	224.276.812	444.810.745
	1.453.185	490.552	554.707	690.333	911.412	35.291.705	148.683.347
	121.264	11.698	52.637	-	-	-	56.794.185
	1.260.655	1.216.584	2.116.440	1.083.419	977.406	35.194.127	75.203.691
	622.125	532.578	857.606	349.526	267.212	10.304.763	38.549.422
	72.709	139.446	86.961	90.179	108.624	3.024.804	5.387.876
	565.821	544.560	1.171.873	643.714	601.570	21.864.560	31.266.393
	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.200	1.064.989.760



20

análisis razonado y hechos relevantes consolidados



Análisis Razonado

Al 31 de diciembre de 2012

Resumen Económico - Financiero

Los ingresos operacionales se mantuvieron en línea, mostrando una variación positiva de 0,7%, alcanzando Ch\$6.577.667 millones, como consecuencia de mayores ingresos por ventas de energía en distribución y generación. El comportamiento de la demanda por país continuó mostrando un robusto crecimiento:

- Perú 5,9%
- Chile 5,2%
- Brasil 4,5%
- Argentina 4,2%
- Colombia 3,8%

Las ventas físicas en el negocio de distribución aumentaron en 3.552 GWh equivalente a un 5,1%, al tiempo que en el negocio de generación, las ventas físicas aumentaron en 1.471 GWh, equivalente a un 2,3%.

Otro elemento que ayuda a entender el incremento en los ingresos tiene que ver con la adición, durante los últimos 12 meses, de casi 360 mil nuevos clientes, entre las seis compañías de distribución, más que compensando el menor precio de venta en generación.

Los costos de aprovisionamientos y servicios mostraron un aumento de 5,0%, alcanzando Ch\$3.717.125 millones, como consecuencia de mayores costos por compras de energía por Ch\$92.512 millones, mayores costos por gastos de transporte de Ch\$75.858 millones y mayor consumo de combustible por Ch\$39.624 millones. Este incremento de los costos se ha visto severamente afectado por los tres años de sequía vivida en Chile.

El EBITDA registró un total de Ch\$1.982.924 millones durante el año 2012, un 6,8% menor respecto a lo registrado en el año 2011.

El resultado financiero neto alcanzó una pérdida de Ch\$216.189 millones, disminuyendo en un 8,6% respecto a la cifra registrada en 2011. Este mejor comportamiento se ha debido, principalmente, a los mayores ingresos financieros por Ch\$31.096 millones.

El resultado antes de impuesto cayó en 2,1%, alcanzando los Ch\$1.305.453 millones.

La cifra de impuestos se redujo en Ch\$48.945 millones, equivalente a un 10,6% por una menor base imponible y menor tasa impositiva.

El resultado después de impuestos aumentó en 2,4%, alcanzando los Ch\$893.562 millones.

El resultado después de impuestos de la sociedad dominante aumentó en 0,5%, equivalente a Ch\$1.879 millones.

El balanceado portafolio de inversiones del Grupo Enersis permitió mantener muy equilibradas las contribuciones al EBITDA, por tipo de negocios, como se aprecia a continuación:

- Distribución: 48%
- Generación y Transmisión: 52%

1. Comportamiento del Negocio de Distribución

A continuación se detalla el desempeño de los resultados consolidados para el negocio de distribución:

Los Ingresos Operacionales se mantuvieron en línea con el año 2011, mostrando una variación positiva de 0,3% alcanzando Ch\$4.460.245 millones.

Los Costos Operacionales de Aprovisionamiento y Servicios alcanzaron Ch\$2.883.451 millones, lo que representa un descenso de 0,7% respecto de lo registrado el año anterior.

Las ventas físicas de energía por tipo de cliente para cada una de las distribuidoras fueron las siguientes:

% Ventas Físicas 2012	Chile Chilectra		Argentina Edesur		Peru Edelnor		Brasil				Colombia Codensa		TOTAL	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012	Ampla		Coelce		2011	2012	2011	2012
							2011	2012	2011	2012				
Residencial	26%	26%	42%	43%	37%	37%	38%	40%	34%	34%	34%	34%	35%	36%
Industrial	22%	21%	8%	8%	19%	19%	11%	9%	14%	12%	7%	7%	13%	12%
Commercial	28%	29%	26%	26%	22%	22%	18%	20%	19%	19%	16%	16%	22%	22%
Otros	24%	23%	25%	24%	22%	22%	32%	31%	33%	36%	43%	43%	30%	30%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

El EBITDA del periodo alcanzó Ch\$959.397 millones, lo que representa un aumento de 2,1%.

El comportamiento por país se describe a continuación:

En Chile, el EBITDA creció en Ch\$12.755 millones, lo que se explica principalmente por:

- Mayor margen de contribución por Ch\$14.401 millones, debido a un mayor volumen de ventas físicas de 5,5% resultado de una mayor actividad económica, y menores pérdidas de energía.

En Argentina, el EBITDA se redujo en Ch\$22.659 millones, lo que se explica principalmente por:

- Aumento de los gastos en compras de energía por Ch\$34.825 millones
- Aumento de Ch\$21.227 millones en otros gastos fijos de explotación debido a mayores costos de insumos y servicios contratados para reparación de redes.
- Incremento de Ch\$9.731 millones en gastos de personal por aumentos salariales relacionados a acuerdos laborales.
- Todo lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento de Ch\$41.517 millones en los ingresos por ventas de energía, explicado por la mayor demanda y mayores precios promedio en pesos chilenos.

En Colombia, el EBITDA aumentó en Ch\$64.179 millones, principalmente como resultado de:

- La menor base de comparación en 2011 originada por el efecto de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada por el Gobierno de Colombia, que implicó un impacto en el resultado de Ch\$29.215 millones en el año anterior.
- Mayores ingresos por ventas de energía en Ch\$59.751 millones o el equivalente a un aumento del 8,8%, explicado por el incremento de 3,9% en las ventas físicas, producto de la mayor demanda y un mayor precio medio de venta expresado en pesos chilenos.
- Todo lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$29.240 millones.

En Perú, el EBITDA aumentó en Ch\$2.542 millones, como resultado de:

- Incremento de Ch\$14.596 millones equivalente a 12,3% en el margen de contribución impulsado por un 4,4% de mayores ventas físicas y mayores precios medios de venta pesos.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores gastos de personal por Ch\$8.599 millones producto principalmente del efecto del reverso de una provisión, por única vez, de gastos de personal que fue registrado en el año anterior.

En Brasil, el EBITDA disminuyó en Ch\$37.017 millones, como resultado de:

- Menores ingresos por ventas de energía en Coelce por Ch\$38.450 millones y en Ampla por Ch\$13.341 millones, debido a un menor precio medio de venta de energía en pesos chilenos, compensado en parte por el incremento de las ventas físicas en un 10,1% y 5,8% respectivamente.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por la reducción de otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$49.499 millones.

2. Comportamiento del Negocio de Generación y Transmisión

Los ingresos de explotación se mantuvieron en línea con respecto a 2011, alcanzando Ch\$2.727.263 millones, una variación positiva de 1%, producto de las mayores ventas físicas que más que compensaron un menor precio medio de venta de energía expresado en pesos chilenos.

Los costos de aprovisionamientos y servicios mostraron un aumento de 14,6% alcanzando Ch\$1.459.307 millones, como consecuencia de un aumento en todas sus partidas, registrándose las mayores alzas en costos de compra de energía por Ch\$86.625 millones, mayor consumo de combustible por Ch\$39.625 millones y mayores gastos de transporte por Ch\$34.857 millones.

El EBITDA alcanzó Ch\$1.036.719 millones, un 13,6% menor respecto del registrado en 2011.

La generación eléctrica consolidada aumentó 3,1%, alcanzando los 58.694 GWh explicado por Colombia, Brasil y Argentina.

Las ventas físicas consolidadas aumentaron un 2,3%, alcanzando los 66.311 GWh, principalmente por Brasil Colombia y Argentina.

A continuación se detalla el desempeño de los resultados consolidados para el negocio de generación:

En Chile, el EBITDA disminuyó Ch\$202.658 millones principalmente por:

- Menores ingresos por venta de energía por Ch\$182.872 millones debido al 3,6% de disminución de las ventas físicas como producto de la menor disponibilidad hidroeléctrica y del término de contratos de Gas Atacama. Asimismo, los menores precios medios de venta, son explicados principalmente por la reducción de la indexación de contratos a costo marginal en Chile unido a la ausencia de ingresos por concepto de RM88.
- Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$53.099 millones, y mayores gastos de transporte por Ch\$31.731 millones. mayores costos por compras de energía por Ch\$ 11.349 millones producto de mayores precios de compra en el mercado spot.

En Argentina, el EBITDA disminuyó Ch\$21.469 millones por:

- Menores ingresos de explotación por Ch\$47.625 millones como consecuencia de una reducción en los precios promedio de venta expresados en pesos, en parte explicado por la no renovación de las mejoras regulatorias obtenidas en 2010 que implicaban un mayor pago por potencia para Costanera.
- Mayor gasto de personal por Ch\$3.422 millones debido en gran parte a una negociación sindical y a una mayor dotación de personal, y otros gastos fijos de explotación que aumentaron en Ch\$4.648 millones.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por menores costos por consumo de combustible por Ch\$27.834 millones.

En Colombia, el EBITDA aumentó Ch\$85.355 millones principalmente por:

- Mayores ingresos de explotación por Ch\$81.582 millones debido a un 8,3% de alza en el precio promedio de venta de energía expresado en pesos chilenos, también en línea con un mayor precio de bolsa en ese país, y a un incremento de 7,9% en las ventas físicas como consecuencia de una mayor generación hidroeléctrica.
- Disminución de Ch\$40.958 millones en otros gastos fijos de explotación dada la menor base de comparación por el efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada por el Gobierno de Colombia registrado durante el primer trimestre de 2011.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$36.205 millones, donde destacan incrementos de costos por compras de energía por Ch\$19.705 millones y mayores costos por consumo de combustible por Ch\$12.269 millones explicado en gran parte por el mayor abastecimiento de combustible de respaldo solicitado por las autoridades con motivo de la Cumbre de las Américas efectuada en Cartagena en el primer trimestre de 2012.

En Perú, el EBITDA disminuyó Ch\$1.388 millones por:

- Aumento en Ch\$15.387 millones en gastos de personal por el efecto no recurrente del reverso de una provisión, por única vez, de gastos de personal que fue registrado en el año anterior.
- Mayores costos por compras de energía por Ch\$14.743 millones, y mayor costo por consumo de combustible por Ch\$6.107 millones debido en parte a una mayor generación con diesel producto de mantenciones realizadas a las unidades duales a gas.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos de explotación por Ch\$42.283 millones a consecuencia de un 15% de incremento en el precio promedio de venta de energía expresado en pesos chilenos, y de un alza de 1,5% en las ventas físicas.

En Brasil, el EBITDA disminuyó Ch\$23.402 millones por:

- Mayores costos de aprovisionamientos de servicios por Ch\$75.706 millones, donde se destacan los incrementos en los costos de compra de energía por Ch\$42.302 millones, tanto en Fortaleza como en Cachoeira, y de otros gastos variables por Ch\$37.613 millones, explicado principalmente por el efecto de una reversión de provisiones tributarias (PIS/COFINS) realizada en CIEN sobre peajes de 2011.
- Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por venta de energía por Ch\$40.605 millones explicado por mayor generación térmica en Fortaleza y mayor disponibilidad hidráulica en Cachoeira, y al incremento de los ingresos por otras prestaciones de servicios por Ch\$14.556 millones, que reflejan el mayor cobro de peajes en CIEN.

Resumen Financiero

La tasa de interés nominal promedio disminuyó de 9,6% a 8,6%, influenciado principalmente por la menor inflación en Chile y por las mejores condiciones de tasas en general en los países en que operamos.

La liquidez, factor clave en nuestra política financiera, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- Caja y caja equivalentes por un total de US\$ 2.196 millones.
- Líneas de crédito comprometidas: US\$ 573 millones.
- Líneas de crédito no comprometidas: US\$ 1.607 millones.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos asociados a variación en el tipo de cambio y tasa de interés, Enersis ha establecido estrictas reglas de control interno para proteger nuestros flujos de caja y balance, como sigue:

- La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (US\$), y los activos y pasivos mantenidos en dicha moneda. Adicionalmente, tenemos contratados cross currency swaps por US\$ 1.470 millones y Forwards por US\$ 28 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, mantenemos un adecuado balance en la estructura de deuda. Adicionalmente, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US\$ 463 millones.

4. Resumen de Mercado

Durante el período que abarca desde enero de 2012 a diciembre de 2012, el principal indicador de la Bolsa de Comercio de Santiago (IPSA) mostró un alza de 3,0%. Los mercados de Latinoamérica donde la compañía tiene presencia registraron resultados positivos: BOVESPA (Brasil): 7,4%; MERVAL (Argentina): 15,9%; COLCAP (Colombia): 16,6%; e ISBVL (Perú): 13,4%.

En Europa, las principales Bolsas de Comercio presentaron resultados mixtos durante el 2012: IBEX: -4,7%, UKX: 5,8% y FTSE 250: 22,5%. Por otro lado, el mercado de Estados Unidos mostró un buen desempeño acorde con su recuperación económica: S&P 500: 13,4% y Dow Jones Industrial: 7,3% (todos los porcentajes fueron calculados en moneda local).

La cotización de Enersis ha descendido de Ch\$182,6 el 31 de diciembre de 2011 a Ch\$175,8 el 31 de diciembre de 2012, lo que representa un 3,7% de disminución para el período. Este cambio se debe principalmente al impacto derivado del anuncio de la propuesta de aumento de capital de Enersis efectuado el 25 de julio de 2012, el negativo escenario económico global y la pobre hidrología sufrida en Chile durante el período.

El ADR de Enersis mostró un comportamiento positivo durante el año, pasando de US\$17,6 el 31 de diciembre de 2011 a US\$18,2 el 31 de diciembre de 2012, un aumento del 3,4%. En cuanto al Latibex, el precio de cotización de Enersis aumentó un 4,1%, pasando de € 0.267 a € 0.278 por acción.

Durante el 2012, Enersis continuó siendo uno de los títulos más transados en la Bolsa de Comercio de Santiago y la Bolsa Electrónica, con un promedio diario de transacciones de US\$ 9,0 millones.

10 Compañías más transadas en el mercado local Enero 2012 - Diciembre 2012 Miles de Dólares	
LAN	28.146
CENCOSUD	16.799
SQM-B	13.243
FALABELLA	11.784
BSANTANDER	9.625
ENDESA	8.960
ENERSIS	8.956
COPEC	7.445
CAP	6.642
ENTEL	6.039
CMPC	5.471
CHILE	5.026
VAPORES	4.029
AGUAS-A	3.831
CCU	3.129

Fuente : Bloomberg

Resumen de Clasificación de Riesgo

Los actuales ratings de Enersis se encuentran respaldados por:

- Una cartera de activos ampliamente diversificada
- Sólidos indicadores financieros
- Una adecuada estructura de la deuda
- Elevada liquidez

La diversificación geográfica de los negocios de la compañía en Latinoamérica provee una cobertura natural frente a las diferentes regulaciones y condiciones climáticas. La gran mayoría de las subsidiarias de Enersis goza de una destacable fortaleza financiera, así como de posiciones de liderazgo en los mercados en que operan.

Resumiendo los principales acontecimientos que han tenido lugar durante los últimos meses, podemos destacar los siguientes:

- El 15 de enero de 2013, Feller Rate confirmó en “AA” la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio de Enersis, ratificando además las perspectivas estables.
- El 19 de octubre de 2012 Standard & Poor’s confirmó la calificación de riesgo de crédito internacional para Enersis en “BBB+” con perspectiva estable. Esto tuvo lugar con ocasión de las revisiones de Enel SpA y Endesa España, en que ambas calificaciones de riesgo de crédito se reafirmaron, pero donde las perspectivas cambiaron de estables a negativas, debido al downgrade aplicado al riesgo soberano de España.

- Finalmente, El 26 de septiembre de 2012, Humphreys asignó la calificación “AA” a los bonos locales de Enersis, “AA/nivel 1” al programa de papeles comerciales y “1° clase nivel 1” a las acciones de la empresa.
- Por su parte, el 18 de junio de 2012, Moody’s ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Enersis con perspectivas estables.

Las actuales clasificaciones de riesgo son:

Clasificación de riesgo internacional

Enersis	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB+ / Estable	Baa2 / Estable	BBB+ / Estable

Clasificación de riesgo local:

Enersis	Feller Rate	Fitch	Humphreys
Acciones	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA / Estable	AA / Estable	AA / Estable

Mercados en que Participa la Empresa

Las actividades empresariales de Enersis se desarrollan a través de sociedades filiales que operan los distintos negocios en los cinco países en que la compañía tiene presencia. Los negocios más relevantes para Enersis son la generación y la distribución eléctrica.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2012 y 2011, de las sociedades en los distintos países en que operan.

Negocio de Generación

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado	
		dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Endesa Chile (1)	SIC y SING Chile	21.276,8	22.069,5	34,8%	38,0%
Endesa Costanera	SIN Argentina	8.654,7	8.493,3	7,1%	7,3%
El Chocón	SIN Argentina	3.196,8	2.887,7	2,6%	2,5%
Edegel consolidado	SICN Perú	9.587,3	9.449,5	28,5%	29,7%
Emgesa	SIN Colombia	16.304,3	15.111,8	19,2%	18,8%
Cachoeira Dourada	SICN Brasil	4.344,5	3.986,1	1,0%	0,9%
Endesa Fortaleza	SICN Brasil	2.946,6	2.842,0	0,7%	0,7%
Total		66.311,0	64.839,9		

(1) incluye Endesa Chile y sus filiales Generadoras en Chile.

Negocio de Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes / Empleados	
	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Chilectra (**)	14.445	13.697	5,4%	5,5%	1.659	1.638	2.261	2.301
Edesur	17.738	17.233	10,6%	10,5%	2.389	2.389	810	838
Edelnor	6.863	6.572	8,2%	8,2%	1.203	1.144	1.982	2.080
Ampla	10.816	10.223	19,6%	19,7%	2.712	2.643	2.383	2.227
Coelce	9.878	8.970	12,6%	11,9%	3.338	3.224	2.683	2.463
Codensa (**)	13.364	12.857	7,5%	8,1%	2.713	2.617	2.407	2.377
Total	73.104	69.552	10,6%	10,6%	14.015	13.655	1.797	1.772

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

(**) Datos consolidados

Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enersis, al 31 de diciembre de 2012, alcanzó los Ch\$377.351 millones, lo que representa un aumento del 0,5% respecto del año anterior, en donde se obtuvo Ch\$375.471 millones. Lo anterior a pesar de los efectos de la sequía que afecta al negocio de generación en Chile desde hace más de tres años, situación que comenzó a revertirse levemente a partir del segundo semestre de 2012.

Un comparativo de cada uno de los ítems del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de Ch\$)	dic-12	dic-11	Variación	% Variación
INGRESOS	6.577.667	6.534.880	42.787	0,7%
Ingresos ordinarios	6.260.309	6.254.252	6.057	0,1%
Otros ingresos de explotación	317.358	280.628	36.730	13,1%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(3.717.125)	(3.538.434)	(178.691)	(5,1%)
Compras de energía	(1.855.330)	(1.762.818)	(92.512)	(5,3%)
Consumo de combustibles	(782.264)	(742.639)	(39.625)	(5,3%)
Gastos de transporte	(469.849)	(393.991)	(75.858)	(19,3%)
Otros provisionamientos y servicios	(609.682)	(638.986)	29.304	4,6%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2.860.542	2.996.446	(135.904)	(4,5%)
Gastos de personal	(367.492)	(328.379)	(39.113)	(11,9%)
Otros gastos fijos de explotación	(510.126)	(540.699)	30.573	5,7%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	1.982.924	2.127.368	(144.444)	(6,8%)
Depreciación y amortización	(442.854)	(424.900)	(17.954)	(4,2%)
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(43.105)	(136.157)	93.052	N/A
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.496.965	1.566.311	(69.346)	(4,4%)
RESULTADO FINANCIERO	(216.189)	(236.585)	20.396	8,6%
Ingresos financieros	264.709	233.613	31.096	13,3%
Gastos financieros	(453.447)	(465.411)	11.964	2,6%
Resultados por unidades de reajuste	(12.682)	(25.092)	12.410	49,5%
Diferencias de cambio	(14.769)	20.305	(35.074)	N/A
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	24.677	3.651	21.026	N/A
Resultados en ventas de activo	14.094	(5.853)	19.947	N/A
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	9.846	8.466	1.380	16,3%
Otros ingresos (gastos) distintos a la operación	737	1.038	(301)	(29,0%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.305.453	1.333.377	(27.924)	(2,1%)
Impuesto sobre sociedades	(411.891)	(460.837)	48.946	10,6%
RESULTADO DEL PERÍODO	893.562	872.540	21.022	2,4%
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	377.351	375.471	1.880	0,5%
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	516.211	497.069	19.142	3,9%
Utilidad por Acción \$	11,56	11,50	0,06	0,5%

Resultado de explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre del año 2012 muestra una disminución de Ch\$69.346 millones, al pasar de Ch\$1.566.311 millones en el año 2011 hasta Ch\$1.496.965 millones en el presente año, lo que representa un reducción del 4,4%.

Los ingresos y costos de explotación, desglosados por cada línea de negocios para los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, se presentan a continuación:

Resultado de Explotación por Líneas de Negocios millones de pesos								
Negocio	Generación y transmisión		Distribución		Estructura y ajustes		Totales	
	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Ingresos de explotación	2.727.263	2.700.026	4.460.245	4.447.427	(609.841)	(612.573)	6.577.667	6.534.880
Costos de explotación	(1.926.178)	(1.705.652)	(3.760.998)	(3.854.905)	606.474	591.988	(5.080.702)	(4.968.569)
Resultado de explotación	801.085	994.374	699.247	592.522	(3.367)	(20.585)	1.496.965	1.566.311
Variación y % Var.	(193.289)	(19,4%)	106.725	18,0%	17.218	83,6%	(69.346)	(4,4%)

El resultado de explotación de la línea de negocio de generación y transmisión presenta una disminución de Ch\$193.289 millones equivalente a un 19,4%, alcanzando a Ch\$801.085 millones. Las ventas físicas aumentaron en un 2,3% llegando a 66.311,0 GWh (64.839,9 GWh a diciembre del año 2011).

El resultado de explotación para la línea de negocio de generación y transmisión abierto por país se presenta en el siguiente cuadro comparativo entre ambos períodos.

Generación y Transmisión millones de pesos												
PAIS	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Totales	
	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Ingresos de explotación	1.156.118	1.257.995	347.671	395.297	361.855	309.049	580.151	498.569	282.124	239.842	2.727.263	2.700.026
Costos de explotación	(980.366)	(859.191)	(341.795)	(361.383)	(181.111)	(105.556)	(242.490)	(245.061)	(181.072)	(135.187)	(1.926.178)	(1.705.652)
Resultado de explotación	175.752	398.804	5.876	33.914	180.744	203.493	337.661	253.508	101.052	104.655	801.085	994.374
Variación y % Var.	(223.052)	(55,9%)	(28.038)	(82,7%)	(22.749)	(11,2%)	84.153	33,2%	(3.603)	(3,4%)	(193.289)	(19,4%)

Chile

El resultado de explotación en Chile disminuyó un 55,9%, desde Ch\$398.804 millones a diciembre 2011 hasta Ch\$175.752 millones en el presente año, lo que se explica principalmente por la disminución de los ingresos de explotación por Ch\$101.877 millones durante el año 2012 que se debieron principalmente a una reducción de 11,9% en los precios promedio de venta de energía, asociado en gran parte a la reducción de la indexación de los contratos a costo marginal en Chile y a las menores las ventas físicas que decrecieron en un 3,6%, como consecuencia del término de contratos de Gas Atacama y de una menor disponibilidad hídrica.

Por otra parte, se registraron mayores costos por consumo de combustible por Ch\$53.099 millones debido fundamentalmente a la mayor generación con GNL, unido a mayores gastos de transporte por Ch\$31.731 millones, como consecuencia de mayores costos de peajes asociados a la sequía en la zona centro-sur del país. Los costos por compras de energía se incrementaron en Ch\$11.349 millones producto de mayores precios de compra en el mercado spot. Adicionalmente, existe un aumento en los gastos por depreciación y deterioro de Ch\$20.394 millones y en los costos fijos por Ch\$16.359 millones.

Argentina

El resultado de explotación en Argentina se redujo en Ch\$28.038 millones durante el año 2012 como resultado principalmente de una disminución de 12,0% en los ingresos de explotación debido a un menor reconocimiento de costos operacionales y de mano de obra, y de un menor pago por potencia en Endesa Costanera, producto de la no renovación del acuerdo entre la Secretaría de Energía y los agentes generadores del Mercado Eléctrico Mayorista formalizado en noviembre de 2010. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores costos de aprovisionamientos y servicios en Ch\$34.227 millones, en donde destaca el menor costo por compras de combustibles por Ch\$27.834 millones.

Nuestra filial Endesa Costanera pasó de una ganancia de Ch\$6.480 millones en diciembre de 2011 a una pérdida por Ch\$22.088 millones en diciembre de 2012, como consecuencia principalmente de una baja de 13,7% en los ingresos del período asociada a menores precios promedio de venta de energía en moneda local. Adicionalmente, se registraron mayores gastos de personal y otros costos fijos por un monto de Ch\$5.705 millones debido en gran parte a la negociación sindical y a una mayor dotación de personal; y al aumento de los costos por depreciación y

deterioro por Ch\$6.851 millones. Lo anterior fue compensado parcialmente por una disminución de los costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$30.673 millones, debido principalmente a menores costos por consumo de combustibles por Ch\$27.834 millones y menores gastos de transporte por Ch\$3.053 millones. Las ventas físicas se incrementan en un 1,9%, alcanzando a 8.654,7 GWh.

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó Ch\$24.865 millones, reflejando un alza de 4,7% respecto a diciembre de 2011. Ello se debió principalmente a un aumento del 1,8% en los ingresos de explotación, los que totalizaron Ch\$49.193 millones en diciembre de 2012, producto de mayores ventas físicas en el mercado spot. Estas últimas reflejaron el 16% de incremento en la generación hidroeléctrica del período. Los costos por aprovisionamiento y servicios disminuyeron en Ch\$2.729 millones, principalmente por menores compras de energía por Ch\$1.560 millones y la disminución de los otros aprovisionamientos variables por Ch\$955 millones. Las ventas físicas se incrementan en un 10,7%, alcanzando a 3.196,8 GWh.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 8,6% a diciembre de 2012 respecto de diciembre de 2011.

Brasil

El resultado de explotación de nuestras filiales en Brasil alcanzó los Ch\$180.744 millones, que es un 11,2% menor respecto al año anterior, en donde el resultado de explotación alcanzó los Ch\$203.493 millones.

El resultado de explotación de nuestra filial Cachoeira Dourada aumentó en Ch\$14.843 millones, debido principalmente a los mayores ingresos de explotación que aumentan en Ch\$28.549 millones, como consecuencia del incremento de las ventas físicas de energía en 358,4 GWh alcanzando los 4.344,5 GWh a diciembre de 2012, gracias a la mayor generación de energía en el presente año, sumado al mayor precio medio de venta del periodo. Lo anterior está parcialmente compensado por el aumento de los costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$11.562 millones, principalmente por mayores compras de energía y un aumento en los gastos por depreciación y deterioro de activos por Ch\$2.892 millones.

El resultado de explotación de Endesa Fortaleza (CGTF) alcanzó los Ch\$41.872 millones, que es menor en Ch\$7.314 millones respecto a igual periodo del año anterior. Los ingresos por ventas aumentan en Ch\$9.701 millones, producto de mayores precios medios de venta, en moneda local, y a las mayores ventas físicas del periodo. Los costos de aprovisionamiento y servicios aumentan en Ch\$16.506 millones, principalmente por mayores compras de energía por Ch\$17.889 millones y otros costos variables por Ch\$3.249 millones, compensado en parte por menores compras de combustibles por Ch\$4.007 millones. Las ventas físicas aumentan en 104,6 GWh llegando a los 2.946,6 GWh a diciembre 2012.

Por otro lado, Cien presenta una disminución en su resultado operacional de Ch\$31.841 millones, alcanzando los Ch\$36.940 millones a diciembre de 2012. El menor resultado se explica principalmente debido a que el resultado del año 2011 contiene el reverso de una provisión de deterioro de cuentas incobrables por Ch\$20.936 millones y de una de impuestos a las ventas por Ch\$27.827 millones, que en este año no existen. Lo anterior está compensado en parte por los mayores ingresos por Ch\$12.605 millones, provenientes del registro de peajes (RAP- remuneración anual permitida), que durante este año corresponde a doce meses en comparación al año pasado donde se comenzó a reconocer a partir de mediados del mes de abril.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 13,9% a diciembre 2012 respecto a diciembre 2011.

Colombia

El resultado de explotación de nuestra filial en Colombia mostró un crecimiento de un 33,2% registrando un total de Ch\$337.661 millones en 2012, como consecuencia principalmente de los mayores ingresos de explotación por Ch\$81.582 millones. Lo anterior se debió a un incremento de 7,9% en las ventas físicas, asociada a una mayor generación hidroeléctrica, y a un alza en el precio promedio de venta de energía en moneda local, debido a un mayor precio de bolsa de energía registrado desde agosto de 2012.

El mayor resultado de explotación también se explica por el efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada por el Gobierno de Colombia registrado durante el primer trimestre de 2011 y que implicó un impacto negativo en el resultado operacional de Ch\$43.533 millones para ese año.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un mayor costo por compras de energía por Ch\$19.705 millones debido a un mayor precio de compra de energía en el mercado spot, y por un mayor costo por consumo de combustible por Ch\$12.269 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 3,4% a diciembre de 2012 respecto de diciembre de 2011.

Perú

El resultado de explotación totalizó Ch\$101.052 millones en 2012, reflejando una disminución de 3,4% respecto al año anterior, debido principalmente al efecto no recurrente en los gastos de personal registrado en junio de 2011 que significó reclasificar una provisión por participación de las utilidades para los trabajadores, generando un beneficio por única vez de Ch\$14.572 millones. Adicionalmente, se registraron mayores costos por compras de energía por Ch\$14.743 millones producto de mayores compras físicas en el mercado spot, unido a mayores costos por consumo de combustible por Ch\$6.107 millones debido en parte a una mayor generación con diesel, en ambos casos producto de mantenciones realizadas a unidades duales a gas.

Lo anterior fue parcialmente compensado por un 17,6% de crecimiento en los ingresos de explotación como consecuencia de un incremento en el precio promedio de venta de energía debido a mayores precios de los contratos producto de la indexación a precios de combustible y al mayor precio de barra desde mayo de 2012. Las ventas físicas aumentan en 137,8 GWh llegando a los 9.587,3 GWh a diciembre 2012.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 5,0% a diciembre de 2012 respecto de diciembre de 2011.

La línea de negocio de distribución presenta en el año un aumento del resultado de explotación de Ch\$106.725 millones equivalentes a un 18,0%, alcanzando los Ch\$699.247 millones. Las ventas físicas en el presente año alcanzaron los 73.104 GWh, con un incremento de 3.552 GWh, equivalentes a un 5,1% respecto al año anterior. Por otro lado, el número de clientes se incrementó en un 2,6% o el equivalente a 359 mil nuevos clientes, sobrepasando los 14,0 millones de clientes.

El resultado de explotación para la línea de negocio de distribución detallada por país, se presenta en el siguiente cuadro, comparando los resultados entre ambos períodos.

PAÍS	Distribución millones de pesos											
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Totales	
	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Ingresos de explotación	984.738	1.046.191	321.242	279.725	1.880.665	1.976.715	888.586	815.487	385.014	329.309	4.460.245	4.447.427
Costos de explotación	(851.363)	(926.506)	(375.344)	(416.895)	(1.575.944)	(1.622.070)	(643.402)	(630.025)	(314.945)	(259.409)	(3.760.998)	(3.854.905)
Resultado de explotación	133.375	119.685	(54.102)	(137.170)	304.721	354.645	245.184	185.462	70.069	69.900	699.247	592.522
Variación y % Var.	13.690	11,4%	83.068	60,6%	(49.924)	(14,1%)	59.722	32,2%	169	0,2%	106.725	18,0%

Chile

En Chile, nuestra filial Chilectra presenta un resultado de explotación de Ch\$133.375 millones, lo que representa un incremento de Ch\$13.690 millones respecto a igual período del año 2011, o el equivalente a un 11,4%. Este aumento se explica principalmente por menores costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$75.854 millones, en donde destaca la reducción de las compras de energía por Ch\$85.415 millones compensado en parte por el incremento de los gastos de transporte por Ch\$6.976 millones.

Por otra parte, los ingresos de explotación disminuyen en Ch\$61.453 millones, o un 5,9%, como consecuencia de la disminución en el precio medio de venta de energía del periodo, compensado en parte por mayores ventas físicas de energía de 748 GWh, alcanzando los 14.445 GWh a diciembre 2012 y una mayor actividad principalmente en los otros negocios de producto y servicios por \$4.249 millones, por traslado de redes y alumbrado público.

Las pérdidas de energía disminuyen en 0,1 p.p. respecto de igual período del año 2011 alcanzando un 5,4%. Las ventas físicas de energía crecen un 5,5%, alcanzando a 14.445 GWh a diciembre 2012. El número de clientes aumentó en 21 mil, superando los 1,6 millones.

Argentina

En Argentina, nuestra filial Edesur presenta una menor pérdida en el resultado de explotación de Ch\$83.068 millones, al pasar de una pérdida de Ch\$137.170 millones obtenida a diciembre del año 2011, a una pérdida de Ch\$54.102 millones en el presente año. Los ingresos por ventas aumentaron en Ch\$41.517 millones originados principalmente por mayores precios promedio de venta de energía en moneda local, sumado al aumento de las ventas físicas en un 2,9%. Adicionalmente, la depreciación y pérdida por deterioro disminuyen en Ch\$105.727 millones, debido a que al cierre del ejercicio 2011, se registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos por Ch\$106.450 millones a fin de cubrir prácticamente la totalidad del riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el Grupo Enersis.

Lo anterior está parcialmente compensado por el aumento en los costos de aprovisionamiento y servicios por Ch\$33.542 millones, básicamente por el incremento en los costos por compras de energía, por un mayor precio medio de compra y el aumento en la compras físicas; Adicionalmente los costos fijos de explotación se incrementan en Ch\$30.634 millones, por el incremento de los costos de salarios originados por la inflación, la firma de convenios colectivos para el personal bajo sindicatos y al aumento de los otros gastos fijos por insumos y servicios contratados, que han tenido aumentos generalizados de precios, producto de la inflación.

Esta negativa evolución operativa de la sociedad surge como consecuencia del aumento de los costos operativos derivados de la inflación del país, sin que se produzcan los correspondientes aumentos tarifarios por 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, lo cual está afectando fuertemente al equilibrio financiero de Edesur.

Las ventas físicas aumentan un 2,9% alcanzando los 17.738 GWh a diciembre de 2012. La pérdida de energía aumentaron en 0,1 p.p. llegando a 10,6% y el número de clientes se mantiene igual, cerca de los 2,4 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos periodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 8,6% en diciembre del año 2012 respecto a igual período del año pasado.

Brasil

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales de distribución alcanzó a Ch\$304.721 millones, un 14,1% menor respecto al obtenido a diciembre del 2011.

El resultado de explotación de Ampla alcanzó a Ch\$173.716 millones, que comparado con el mismo periodo del año anterior prácticamente no presenta variación. Los ingresos de explotación disminuyen en Ch\$43.032 millones, o un 3,9%, debido principalmente al efecto de conversión a pesos chilenos que produce una disminución de un 13,9% a diciembre 2012 respecto a igual periodo del año 2011, lo anterior a pesar que las ventas físicas crecen un 5,8% y al mayor precio medio de venta de energía, en moneda local, existente en el presente año. Lo anterior está compensado por menores costos de aprovisionamientos y servicios por Ch\$50.813 millones, donde destacan los menores costos de compras de energía por Ch\$49.959 millones y de otros aprovisionamientos variables por Ch\$36.968 millones, ambos afectados por el efecto de conversión a pesos chilenos, compensado en parte por mayores costos de transporte por Ch\$36.114 millones.

Las ventas físicas alcanzaron los 10.816 GWh en el presente año. Las pérdidas de energía disminuyeron en 0,1 p.p. pasando de un 19,7% a un 19,6%. El número de clientes en Ampla aumentó en 69 mil, superando los 2,7 millones de clientes.

Por otra parte en Coelce, el resultado de explotación disminuyó en 27,6% o Ch\$49.983 millones, alcanzando los Ch\$131.005 millones. Esta disminución es producto principalmente al efecto de conversión a pesos chilenos que produce una disminución de un 13,9% a diciembre 2012 respecto a igual periodo del año 2011, que hace disminuir los ingresos de explotación en Ch\$53.019 millones, a pesar que las ventas físicas aumentan un 10,1% y el incremento del precio medio de venta en moneda local.

Los costos de aprovisionamientos y servicios suben en Ch\$1.261 millones, principalmente por el aumento de los costos por compra de energía por Ch\$14.057 millones compensado en parte por la disminución de los otros costos variables por Ch\$12.531 millones.

Las ventas físicas aumentan en un 10,1%, alcanzando a diciembre 2012 los 9.878 GWh. Las pérdidas de energía suben 0,7 p.p. hasta un 12,6% a diciembre 2012. El número de clientes en Coelce aumentó en 114 mil, superando los 3,3 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos períodos, produce una disminución en pesos chilenos de un 13,9% a diciembre 2012 respecto del año 2011.

Colombia

En Colombia, el resultado de explotación de Codensa durante este año alcanzó a Ch\$245.184 millones, lo que representa un incremento de Ch\$59.722 millones. Lo anterior está explicado por el incremento de los ingresos de explotación que aumentan en Ch\$73.099 millones, debido básicamente a mayores ventas físicas en el periodo que crecen un 3,9% y a mayores precios medios de venta, en moneda local. Adicionalmente, otra variación importante en los otros costos fijos que disminuyen en Ch\$22.587 millones, proviene del efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada por el Gobierno de Colombia registrado durante el año 2011 y que implicó un impacto negativo en el resultado operacional de Ch\$28.604 millones el año pasado.

Por otro lado, los costos de aprovisionamientos y servicios se incrementan en Ch\$29.240 millones, en donde destaca los mayores costos por compras de energía por Ch\$23.113 millones, mayores costos por transporte de energía por Ch\$2.181 millones y los otros aprovisionamientos variables por Ch\$3.946 millones.

Las ventas físicas suben un 3,9%, llegando a 13.364 GWh en el presente año. Las pérdidas de energía bajaron en 0,6 p.p. hasta un 7,5% y el número de clientes aumentó en 96 mil superando los 2,7 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos períodos, produce un aumento en pesos chilenos de un 3,4% a diciembre de 2012 respecto de diciembre 2011.

Perú

En Perú, nuestra filial Edelnor presenta un resultado de explotación de Ch\$70.068 millones, superior en Ch\$168 millones al obtenido en el año 2011. Lo anterior está explicado por mayores ingresos de explotación de Ch\$55.704 millones debido al incremento de las ventas físicas de energía, que subieron un 4,4%, sumado a un mayor precio medio de venta en moneda local. Además, los otros ingresos de explotación suben en Ch\$3.273 millones y los ingresos por otros servicios se incrementan en Ch\$1.208 millones, principalmente por nuevas conexiones.

Lo anterior está parcialmente compensado por el aumento de los costos de aprovisionamiento y servicios por Ch\$41.108 millones, debido principalmente a los incrementos en los costos de compra de energía por Ch\$40.014 millones y en los otros costos variables por Ch\$1.095 millones. Adicionalmente, los costos de personal se incrementan en Ch\$8.277 millones como consecuencia principalmente del efecto del reverso de una provisión, por única vez, de gastos de personal registrado en el año 2011 por Ch\$5.402 millones.

Las ventas físicas aumentan en 291 GWh, alcanzando los 6.863 GWh a diciembre 2012. Las pérdidas de energía se mantienen sin variaciones en un 8,2% en el año 2012. El número de clientes aumentó en 59 mil, alcanzando los 1,2 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos períodos, produce un aumento en pesos chilenos, de un 5,0% a diciembre 2012 respecto a igual período del año 2011.

En resumen, los ingresos, costos de explotación y resultados de explotación de las filiales del Grupo Enersis, para los períodos terminados a diciembre de 2012 y 2011, se muestran a continuación:

DETALLE RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (en millones de pesos)						
Empresas	Diciembre de 2012			Diciembre de 2011		
	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de explotación	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de explotación
Endesa Chile consolidado	2.369.386	(1.737.177)	632.209	2.404.490	(1.616.520)	787.970
Cachoeira Dourada	155.195	(50.071)	105.124	126.646	(36.365)	90.281
CGTF	139.186	(97.314)	41.872	129.485	(80.299)	49.186
Cien	72.523	(35.583)	36.940	59.918	8.863	68.781
Chilectra S.A.	984.738	(851.363)	133.375	1.046.191	(926.506)	119.685
Edesur S.A.	321.242	(375.344)	(54.102)	279.725	(416.895)	(137.170)
Edelnor S.A.	385.013	(314.944)	70.069	329.309	(259.409)	69.900
Ampla	1.074.237	(900.521)	173.716	1.117.269	(943.612)	173.657
Coelce	806.427	(675.422)	131.005	859.446	(678.458)	180.988
Codensa S.A. consolidado	888.586	(643.402)	245.184	815.487	(630.025)	185.462
Cam Ltda. (1)	-	-	-	15.739	(17.179)	(1.440)
Inmob. Manso de Velasco Ltda.	17.039	(3.952)	13.087	8.099	(2.396)	5.703
Synapsis Soluc.y Servicios Ltda. (2)	-	-	-	6.693	(6.556)	137
ICT	6.205	(5.887)	318	6.120	(5.159)	961
Holding Enersis y soc. inversión	39.906	(63.886)	(23.980)	39.260	(58.717)	(19.457)
Ajustes de consolidación	(682.016)	674.164	(7.852)	(708.997)	700.664	(8.333)
Total Consolidado	6.577.667	(5.080.702)	1.496.965	6.534.880	(4.968.569)	1.566.311

(1) Sociedad vendida el 24 de febrero de 2011.

(2) Sociedad vendida el 1 de marzo de 2011.

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a Ch\$216.189 millones, lo que representa un menor gasto de Ch\$20.396 millones, o un 8,6% respecto a igual periodo del año 2011.

Lo anterior está principalmente explicado por:

Mayores ingresos financieros por Ch\$31.096 millones como consecuencia de la actualización en Brasil de los activos no amortizados al término de la concesión en Ampla y Coelce a Valor Nuevo de Reposición depreciado por Ch\$112.275 millones compensado en parte por menor actualización en Cachoeira Dourada de las cuentas a cobrar a Celg por Ch\$24.308 millones, menores ingresos por las colocaciones del efectivo por Ch\$14.984 millones, menores ingresos de los activos de los planes de pensiones en Brasil por Ch\$9.967 millones, menor ingreso en Endesa Eco por actualización de la Put en Canela por Ch\$6.618 millones y menor ingreso financieros en Endesa Costanera por la cuenta por cobrar a CAMMESA por Ch\$2.586 millones.

Menor gasto financiero por Ch\$11.964 millones producto principalmente por la disminución en Cien por Ch\$20.612 millones, por menor deuda media en el período y menor actualización de multas, en Ampla por Ch\$19.387 millones, por menor actualización de contingencias, en Endesa Fortaleza por Ch\$9.617 millones y en Investluz por Ch\$7.539 millones por mayor costo registrado en el año pasado. Lo anterior está parcialmente compensado por incrementos en Coelce por Ch\$24.295 millones, por actualización de litigios y multas, en Edesur por Ch\$20.521 por mayor gastos por intereses por préstamos y cuenta por pagar a CAMMESA.

Menores gastos por unidades de reajuste por Ch\$12.410 millones debido al efecto que produce la variación del valor de la unidad de fomento (UF) sobre la deuda denominada en UF que poseen algunas sociedades en Chile. Lo anterior como consecuencia de que durante el presente período, la UF aumentó su valor en un 2,5% comparado con un aumento del 3,9% ocurrido en igual periodo del año anterior.

Lo anterior está parcialmente compensado por:

Mayor gasto por diferencias de cambio por Ch\$35.074 millones principalmente por pérdidas por las variaciones de tipos de cambios en el efectivo y equivalente de efectivo por Ch\$7.613 millones, pérdidas en los deudores y otras cuentas por cobrar en dólares por Ch\$19.067 millones y pérdida en los Otros activos no financieros por Ch\$8.989 millones.

Resultado en ventas de activos

El resultado en venta de activos presenta una variación positiva de Ch\$19.947 millones, debido principalmente al reconocimiento en el año 2011 de los efectos de pérdida por la venta de CAM y Synapsis por un monto de Ch\$10.734 millones y a mayores utilidades por la venta de terrenos este año en Coelce y en Inmobiliaria Manso de Velasco por Ch\$5.656 millones.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades presenta un menor gasto de Ch\$48.946 millones debido principalmente por los menores impuestos en Endesa Chile por Ch\$60.964 millones, Endesa Costanera por Ch\$16.423 millones, Edesur por Ch\$15.183 millones, Enersis por Ch\$13.539 millones, Cachoeira Dourada por Ch\$10.262 millones, San Isidro por Ch\$9.735 millones y Coelce por Ch\$7.530 millones, Cien por Ch\$8.367 millones y Chilectra por Ch\$8.862 millones. Lo anterior está parcialmente compensado por el incremento en Pehuenche por Ch\$43.834 millones, en Emgesa por Ch\$16.872 millones, Codensa por Ch\$9.714 millones y Edegel por Ch\$3.526 millones.

Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-12	dic-11	Variación	% Variación
Activos Corrientes	2.354.519	2.525.965	(171.446)	(6,8%)
Activos No Corrientes	10.963.315	11.207.906	(244.591)	(2,2%)
Total Activos	13.317.834	13.733.871	(416.037)	(3,0%)

Los activos totales de la Compañía presentan a diciembre de 2012 una disminución de Ch\$416.037 millones respecto de igual fecha del año anterior, esto se debe principalmente a:

Los Activos Corrientes presentan una disminución de Ch\$171.446 millones equivalente a un 6,8%, que se explica por:

- Disminución del efectivo y efectivo equivalente en Ch\$362.541 millones debido principalmente a la disminución en Endesa Chile en Ch\$193.067 millones, por pago capital bonos UF serie F y K y pago de dividendos a terceros, en Enersis en Ch\$125.359 millones, por pago de dividendos por Ch\$187.734 millones y pagó intereses asociados a los bonos en dólares por Ch\$23.953 millones y otros pagos por Ch\$13.463 millones; en Coelce por Ch\$55.615 millones, en Chilectra en Ch\$19.748 millones y en Chocón por Ch\$11.552 millones. Parcialmente compensado por el aumento en Emgesa por Ch\$51.512 millones, por mayor recaudación.
- Disminución de deudores comerciales por Ch\$108.398 millones, producto de la disminución en Endesa Costanera por Ch\$34.189 millones, debido principalmente a la reducción de la cuenta por cobrar a CAMESA, en Cien por Ch\$16.278 millones, asociado a efecto por conversión y menor facturación a clientes, en Ampla por Ch\$15.829 millones por efecto conversión compensado por una mayor facturación, en Pehuenche por Ch\$12.999 millones, por menor facturación a clientes y en Cachoeira Dourada por Ch\$10.695 millones, por efecto conversión y cobro a Celg. Lo anterior, parcialmente compensado por el aumento en Endesa Chile por Ch\$2.258 millones.

Parcialmente compensado por:

- Aumento de Otros activos financieros por Ch\$193.562 millones, que proviene de inversiones en activos financieros a valor razonable con cambios en resultados cuyo vencimiento es superior a 90 días, principalmente en Endesa Brasil por Ch\$83.611 millones, Codensa por Ch\$25.828 millones, en Emgesa por Ch\$24.393 millones, en Endesa Fortaleza por Ch\$16.430 millones, en Endesa Cachoeira por Ch\$15.419 millones, en Coelce por Ch\$14.460 millones y en Ampla por Ch\$7.226 millones.
- Aumento de los Activos por impuestos corrientes en Ch\$69.177 millones, debido principalmente al aumento en Endesa Chile por Ch\$81.885 millones, producto de mayor remanente de IVA crédito fiscal y crédito por pérdidas tributarias, parcialmente compensado por la disminución en Pehuenche de Ch\$10.076 millones por menos PPM pagados y en San Isidro por Ch\$4.418 millones por utilización del remanente de IVA.

- Aumento de los otros activos no financieros corrientes por Ch\$33.453 millones, debido principalmente al aumento en Coelce por Ch\$16.981 millones, por mayor inversión en programas de investigación y desarrollo, y en Ampla por Ch\$14.311 millones.

Disminución de los Activos No Corrientes en Ch\$244.591 millones equivalente a un 2,2% principalmente por:

- Disminución de los Activos Intangibles distintos de la Plusvalías por Ch\$264.263 millones que corresponde principalmente al efecto de la reclasificación a otros activos financieros no corrientes por Ch\$120.598 millones, debido a que en el segundo trimestre de 2012, el regulador eléctrico brasileño, modificó el período en el cual deprecia las inversiones realizadas en activos adscritos a las respectivas concesiones de distribución eléctrica; a la disminución de Ch\$102.471 millones por la amortización del período y al efecto por conversión por Ch\$216.860 millones aproximadamente. Lo anterior parcialmente compensado por nuevas inversiones por Ch\$178.120 millones.
- Disminución de derechos por cobrar no corrientes en Ch\$240.351 millones, debido principalmente al efecto de la aplicación en Brasil de la Ley N°12.793 del 11 de Enero de 2013, que ha confirmado que el VNR – Valor Nuevo de reemplazo – deberá ser utilizado para el pago de la indemnización de activos no amortizados de distribución al término de la concesión. En consecuencia las empresas distribuidoras deberán ajustar el saldo del activo financiero de indemnización a su VNR al 31/12/2012 y la contrapartida a Resultado Financiero. El activo financiero debe ser reclasificado como Otros activos financieros disponibles para la venta, cuyo efecto de reclasificación en Ampla y Coelce asciende a Ch\$170.229 y Ch\$99.644, respectivamente. Adicionalmente en Cachoeira Dourada hay una disminución de la cuenta por cobrar a Celg por el traspasó al corto plazo por Ch\$18.226 millones y en Chocón disminuyen en Ch\$5.760 millones por el efecto de conversión, cobros del Foninvemem, compensado por nuevas retenciones del Inciso C.
- Disminución de las Plusvalías por Ch\$76.528 millones, que corresponde principalmente al efecto de conversión desde las monedas locales al peso chileno.

Parcialmente compensado por:

Aumento de otros activos financieros no corrientes por Ch\$401.761 millones que corresponden principalmente a la reclasificación efectuada desde derechos por cobrar, de acuerdo a la aplicación de la Ley N°12.793 por Ch\$269.873 millones y reconocimiento de la actualización al VNR al cierre del 31 de diciembre de 2012 por Ch\$112.275 millones. Adicionalmente, hay un aumento de los activos por derivados de cobertura en Ch\$20.206 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-12	dic-11	Variación	% Variación
Pasivos Corriente	2.381.112	2.460.534	(79.422)	(3,2%)
Pasivo No Corriente	3.972.953	4.377.183	(404.230)	(9,2%)
Patrimonio Total	6.963.769	6.896.154	67.615	1,0%
Atribuible a los propietarios de la controladora	3.893.799	3.895.729	(1.930)	(0,0%)
Participaciones no controladoras	3.069.970	3.000.425	69.545	2,3%
Total Patrimonio Total y Pasivos	13.317.834	13.733.871	(416.037)	(3,0%)

Los pasivos totales, incluyendo el patrimonio total de la Compañía, presentan una disminución de Ch\$416.037 millones respecto a diciembre de 2011. Esto se debe principalmente a las disminuciones de los pasivos corrientes en Ch\$79.422 millones, los pasivos no corrientes en Ch\$404.230 millones, parcialmente compensado por el aumento en el patrimonio de Ch\$67.615 millones.

Los pasivos corrientes disminuyen en Ch\$79.422 millones, equivalentes a un 3,2%, explicado principalmente por:

- Disminución de los pasivos por impuestos corrientes por Ch\$62.716 millones producto principalmente por disminución en Chilectra por Ch\$20.035 millones, por menor provisión impuesto y menor IVA, en Coelce por Ch\$14.373 millones, por efecto conversión y pago ICMS, en Cachoeira Dourada por Ch\$14.027 millones, por pagos de impuestos, en Edegel por Ch\$10.454 millones y en Cien por Ch\$5.624 millones. Parcialmente compensado por el aumento en Pehuénche por Ch\$8.027 millones.
- Disminución de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch\$21.805 millones debido principalmente a las disminuciones en dividendos por pagar por Ch\$43.755 millones, cuentas por pagar a instituciones fiscales por Ch\$12.268 millones y Obligaciones programas sociales por Ch\$11.324 millones. Lo

anterior está parcialmente compensado por los aumentos en obligaciones con proveedores de energía por Ch\$12.655 millones y los aumentos en proveedores por compras de combustibles y gas por Ch\$8.755 millones.

El pasivo no corriente presenta una disminución de Ch\$404.230 millones, equivalente a un 9,2% explicado básicamente por:

- Disminución de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por Ch\$343.235 millones, principalmente en Endesa Chile por Ch\$325.934 millones, por traspaso Bono UF al corto plazo y por efectos de tipo de cambio de deuda en dólares, en Coelce por Ch\$63.328 millones debido a traspaso al corto plazo y efecto conversión, en Codensa por Ch\$61.309 millones, por efecto de conversión y traspaso al corto plazo, en Endesa Costanera por Ch\$49.749 millones por traspaso al corto plazo, en Edegel por Ch\$30.399 millones por el traspaso al corto plazo, en Edesur por Ch\$23.012 millones por conversión y traspaso al corto plazo, en Chocón por Ch\$17.152 millones, por pago de préstamos y reclasificación al corto plazo, en Endesa Fortaleza por Ch\$10.139 millones, por efecto conversión y traspaso al corto plazo y en Edelnor por Ch\$4.924 millones por efecto conversión. Lo anterior está parcialmente compensado por los aumentos en Emgesa por Ch\$224.888 millones, por el refinanciamiento del corto al largo plazo de préstamos y en Ampla por Ch\$23.891 millones por la emisión de nuevo bono y préstamo bancario.
- Disminución de otros pasivos no financieros no corrientes en Ch\$33.583 millones principalmente por la disminución en Emgesa por Ch\$10.460 millones, por traspaso al corto plazo de la cuota de impuesto al patrimonio, Codensa por Ch\$6.727 millones, por traspaso al corto plazo de la cuota de impuesto al patrimonio, en Cien por Ch\$4.343 millones, en Cachoeira por Ch\$2.751 millones, San Isidro por Ch\$2.569 millones, por traspaso al corto plazo cuota de Mitsubishi y en Gas Atacama por Ch\$1.925 millones.
- Disminución de Otras provisiones no corrientes en Ch\$25.495 millones, producto principalmente de la disminución en Ampla por Ch\$44.330 millones, debido al reverso de la provisión Enertrade, parcialmente compensado por el incremento en Coelce por Ch\$15.601 millones, por incremento de provisiones por multas y litigios.

El patrimonio total aumenta en Ch\$67.615 millones respecto a diciembre de 2011.

- La parte atribuible a los propietarios de la controladora disminuye en Ch\$1.930 millones que se explica principalmente por el efecto del pago de dividendos del período por Ch\$188.298 millones, compensado en parte por el resultado integral del período por Ch\$187.170 millones, que está compuesto por un resultado de la sociedad dominante por Ch\$377.351 millones, una reservas de conversión negativas en el periodo por Ch\$217.343 millones, reserva de cobertura positivas por Ch\$27.904 millones y otras reservas por Ch\$743 millones.
- Las participaciones no controladoras aumentan en Ch\$69.545 millones, que se explica principalmente por el efecto del resultado integral del período por Ch\$373.232 millones, que se descompone por un aumento en el resultado del período de los accionistas no controladores en un total de Ch\$516.211 millones, los otros resultados integrales del período negativos alcanzaron a Ch\$142.980 millones y por la disminución de los otros movimientos del patrimonio por Ch\$303.687 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador	Unidad	dic-12	dic-11	Variación	% Variación	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,99	1,03	(0,04)	(3,9%)
	Razón Ácida (1)	Veces	0,95	0,98	(0,03)	(3,1%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(26.593)	65.431	(92.024)	(140,6%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,91	0,99	(0,08)	(8,1%)
	Deuda Corto Plazo	%	37,5%	36,0%	1,5%	4,1%
	Deuda Largo Plazo	%	62,5%	64,0%	-1,5%	(2,3%)
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	4,12	4,52	(0,40)	(8,8%)
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	22,8%	24,0%	(1,2%)	(5,0%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante	%	9,7%	9,8%	(0,2%)	(1,5%)
	Rentabilidad del Activo	%	6,6%	6,5%	0,1%	1,2%

(1) Activo corriente neto de inventarios y pagos anticipados

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2012 alcanzó 0,99 veces, presentando una variación de un 3,9% respecto a diciembre de 2011. Lo anterior refleja a una compañía estable, manteniendo sus obligaciones con bancos, financiando sus inversiones con los excedentes de caja y un adecuado calendario de vencimiento de sus deudas.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,91 veces al 31 de diciembre de 2012, disminuyendo un 8,1% respecto a diciembre de 2011.

La cobertura de costos financieros presenta una disminución de 0,40 veces o el equivalente a un 8,8%, al pasar de 4,52 veces, en diciembre de 2011, a 4,12 veces en el presente periodo. Lo anterior es producto del incremento de los costos financieros y la disminución del EBITDA en el presente período.

El índice de rentabilidad dado por el resultado de explotación sobre los ingresos de explotación baja un 5,0%, alcanzando un 22,8% a diciembre de 2012.

Por otro lado, la rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) es de un 9,7%, con una disminución del 1,5% respecto al año anterior, en que alcanzó el 9,8%. Lo anterior producto que el patrimonio de los propietarios de la controladora creció en una proporción mayor al resultado obtenido en el período.

La rentabilidad de los activos pasó de un 6,5% en diciembre de 2011, a un 6,6% en el presente periodo, debido a la disminución de los activos de la sociedad, principalmente por los efectos de conversión y el aumento en el resultado obtenido en el presente período.

Principales Flujos de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio un flujo neto negativo de Ch\$299.726 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de Ch\$)	dic-12	dic-11	Variación	% Variación
de la Operación	1.547.171	1.698.447	(151.276)	(8,9%)
de Inversión	(848.281)	(623.970)	(224.311)	(35,9%)
de Financiamiento	(998.616)	(891.430)	(107.186)	(12,0%)
Flujo neto del período	(299.726)	183.047	(482.773)	(263,7%)

Al 31 de diciembre de 2012, las actividades de la operación generaron un flujo neto positivo de Ch\$1.560.639 millones, mostrando una disminución del 8,1% respecto a igual período del año anterior. Este flujo está compuesto principalmente por la cobros procedentes de ventas y regalías por Ch\$7.588.761 millones y otros flujos de operación por Ch\$391.975 millones, compensado por pago a proveedores por Ch\$3.934.574, pago a empleados por Ch\$409.539 millones y otros pagos de operación por Ch\$2.075.984 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de Ch\$848.281 millones, que comparado con igual período del año anterior representa una menor caja equivalente de un 35,9% o Ch\$224.311 millones. Estos desembolsos corresponden principalmente a incorporación de propiedades, plantas y equipos por Ch\$526.712 millones, incorporación de activos intangibles (IFRIC 12) por Ch\$187.491 millones y por otros desembolsos de inversión por Ch\$198.305 millones, compensado por los intereses recibidos por Ch\$56.687 millones y por dividendos recibidos por Ch\$7.540 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo por Ch\$1.012.084 millones, principalmente por pagos de préstamos por Ch\$676.701 millones, pago de dividendos por Ch\$547.082 millones, pago de intereses por Ch\$254.328 millones y otros desembolsos de financiamiento por Ch\$42.791 millones, lo anterior está parcialmente compensado por la obtención de préstamos por Ch\$508.818 millones.

INFORMACIÓN PROPIEDADES PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA (millones de pesos)				
Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y equipos		Depreciación	
	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Endesa Chile	261.759	264.883	186.803	170.051
Cachoeira Dourada	8.209	686	6.318	7.280
CGTF	4.028	7.530	6.472	8.051
CIEN	3.220	310	13.568	11.122
Chilectra S.A.	47.435	19.947	21.650	21.777
Edesur S.A.	85.540	82.014	13.709	13.244
Edelnor S.A.	48.450	37.704	22.458	20.002
Ampla (*)	112.415	131.519	57.535	56.424
Coelce (*)	74.774	51.309	34.675	41.649
Codensa S.A.	67.251	77.456	63.168	59.957
Cam Ltda.	-	46	-	294
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	274	2.311	245	259
Synapsis Soluciones y Servicios Ltda.	-	488	-	478
Holding Enersis y sociedades de inversión	1.463	991	1.292	1.208
Total Consolidado	714.818	677.194	427.893	411.796

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

Principales Riesgos Asociados a la Actividad del Grupo Enersis

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades, tanto en Chile, como en los demás países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enersis cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enersis y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enersis no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enersis incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enersis ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de

su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de “commodities” y tipo de cambio de divisas.

Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

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

Posición neta

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

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 y pagos de pólizas de seguros corporativos 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.

Riesgo de “commodities”

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

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

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

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

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

Riesgo de liquidez

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

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

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

Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales

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

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

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

Activos de carácter financiero

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

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

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

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

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

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

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enersis y de su filial Endesa Chile, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de estas compañías.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de estas compañías o en el caso de Enersis, sus filiales Endesa Chile y Chilectra, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US\$50 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US\$50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de créditos sindicados. Además, estos préstamos contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en las compañías previamente mencionadas, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 50 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de esos créditos.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable - de cualquier deuda de Enersis y Endesa Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que exceda los US\$30 millones podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee.

Por último, en el caso de los bonos locales de Enersis y Endesa Chile, el pago anticipado de esta deuda, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de estas compañías por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

Valor Libro y Valor Económico de los Activos

Respecto de los activos de mayor importancia cabe mencionar lo siguiente:

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. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian 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. Dicha vida útil se revisa periódicamente.

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 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) de los Estados Financieros.

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.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en Nota N°3 de los Estados Financieros.

Hechos Relevantes Consolidados

Enersis

Mediante hecho esencial de fecha 31 de enero de 2012, se comunica que Enersis S.A. ha efectuado provisiones en los activos de sus filiales Empresa Distribuidora Sur S.A., y Central Costanera S.A., que tienen un impacto en los resultados de Enersis S.A. por MM\$106.750.

Lo anterior ha sido reflejado en los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A., para el ejercicio 2011, aprobados por el Directorio en sesión celebrada el día de hoy. Si no se hubiesen efectuado los referidos ajustes, los resultados de Enersis S.A. habrían sido similares a los del ejercicio 2010.

Con fecha 2 de febrero de 2012 se informa que se complementa la información contenida en hecho esencial enviado el día 31 de enero de 2012, en el cual se informaba que Enersis S.A. había efectuado provisiones en los activos de sus filiales Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur) y Endesa Costanera S.A. (Central Costanera), con un impacto en los resultados de Enersis S.A. por MM\$106.750.

Al respecto, cabe señalar que dicha cantidad corresponde al efecto en Enersis de lo siguiente:

- Se ha registrado una provisión por pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Edesur por MM\$69.607, neto de participaciones no controladoras (ver nota N°15 d) vii) en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).
- Se ha dejado de reconocer activos por créditos tributarios por impuestos en Edesur y Endesa Costanera por MM\$17.220 y MM\$7.723, respectivamente, neto de participaciones no controladoras.
- Por último, se registró una provisión por pérdida por deterioro de los saldos existentes de las plusvalías en Edesur y Endesa Costanera por MM\$8.931 y MM\$3.269, respectivamente, neto de participaciones no controladoras (ver nota N°14 en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).

Para el caso de Edesur, lo anterior se debe a las incertidumbres generadas por la demora en el reconocimiento de ajustes de tarifas a través del mecanismo semestral de monitoreo de costos (MMC) y en la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI).

En lo referente a Endesa Costanera, se debe a las dificultades para obtener ajustes a sus ingresos que permitan cubrir los costos reales de generación y al déficit en el capital de trabajo debido a las dificultades en cobrar las liquidaciones de venta del operador del sistema, factores que afectan su equilibrio financiero en el corto plazo.

- Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis S.A. acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., mantener el reparto del mismo porcentaje de utilidades efectuado el ejercicio anterior, esto es, el 50% de las utilidades líquidas de la Compañía. Para el presente ejercicio dicho porcentaje equivale a \$5,7497 por acción, al que habrá que descontar el dividendo provisorio de \$1,4560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía.

Esto representará un reparto efectivo ascendente a M\$ 139.880.862 con cargo a los resultados al 31 de diciembre de 2011.

Lo anterior modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendo del 55% de las utilidades líquidas de la compañía.

- En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2012, se acordó 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.

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

- Con fecha 13 de Julio de 2012 se informa que mediante Resolución ENRE N° 183/2012 de fecha 12 de Julio de 2012, del Ente Regulador de la Electricidad de la República Argentina, se resolvió designar al Señor Luis

Miguel Barletta, como veedor en nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR). Cabe hacer presente que dicha designación no reemplaza a la actual administración de dicha empresa, ni constituye una co-administración de la misma.

- En sesión celebrada hoy 25 de Julio de 2012, el Directorio de Enersis S.A. acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionista para el día 13 de septiembre de 2012 a las 10:30 horas, la cual tendrá lugar en el Hotel Marriot ubicado en Avenida Kennedy 5741 comuna de la Condes, Santiago, con el objeto de tratar las siguientes materias:
 - 1.- Aumentar el capital social por el equivalente en pesos chilenos, moneda de curso legal, de hasta la suma de US\$ MM 8.020 o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas, mediante la emisión del número de acciones de pago que asimismo determine la Junta, para ser pagada en dinero efectivo y/o con el aporte en dominio de bienes no dinerarios. Las acciones a emitir serán nominativas, todas de una misma serie especial sin preferencias sin valor nominal.
 - 2.- Aprobar todos y cada uno de los aportes no dinerarios susceptibles de ser capitalizados y sus respectivas estimaciones periciales realizadas por el perito Sr. Eduardo Walker Hitschfeld, cuyo informe se pondrá a disposición de los accionistas el día de hoy en el sitio Web de la sociedad:www.enersis.cl. Dicho informe estima el valor total de las aportaciones no dinerarias en US\$MM 4.862.
 - 3.- Acordar el valor o precio de colocación de las acciones correspondientes al aumentos del capital social que se apruebe o facultar al Directorio para la fijación del mismo.
 - 4.- Modificar los estatutos sociales conforme a los acuerdos que se adopten sobre el aumento del capital social y autorizar a la administración de la Compañía para otorgar un texto refundido y actualizado de los estatutos sociales.
 - 5.- Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a determinar la forma, época y procedimiento de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social; inscripción de la emisión de las acciones en el Registro de Valores; plazo para emisión, suscripción y pago de las acciones; establecer el procedimiento de colocación del remanente de acciones que no sean suscritas en el período de suscripción preferente; o bien facultar ampliamente al Directorio para todos estos efectos, como también para que éste pueda adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a los que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, del Servicio de Impuestos Internos o, en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la Sociedad para que actuando individualmente realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o conveniente para llevar a cabo lo señalado.
 - 6.- Información de los acuerdos correspondientes a las operaciones con parte relacionadas a que se refiere el Título XVI de la Ley N° 18.046, y que, si los hubiere son aquellos posteriores a los informados en la última junta ordinaria de accionistas.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten a la resolución de la Junta en el domicilio de la sociedad, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, con quince días de anticipación a la celebración de la correspondiente junta. Asimismo aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los accionistas en el sitio Web de la sociedad.

- Con fecha 3 de Agosto de 2012 se informa que Enersis S.A fue notificada con esta fecha del Ordinario N°18.684 de la Superintendencia de Valores y Seguros que ordena someter la operación de aumento de capital propuesta por el controlador, al Titulo XVI de la ley N°18.046, sobre operaciones con partes relacionadas.

Esta empresa toma nota de la interpretación administrativa y evaluará, en el seno de su directorio, lo que corresponda, fruto de este nuevo antecedente.

Sin perjuicio de lo anterior, es relevante reafirmar que Enersis S.A y su directorio tienen la convicción de haber actuado de buena fe, con estricto apego a la legislación aplicable, destacando la circunstancia de que tuvo particular cuidado de asesorarse con la debida anticipación consultando a, y obteniendo de, prestigiados estudios jurídicos de la plaza informes legales que, en forma categórica y sin calificaciones, confirman la corrección de su proceder.

- El Directorio de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 09 de Agosto de 2012, ha decidido lo siguiente:
 1. Que sin perjuicio de discrepar de las argumentaciones jurídicas contenidas en el Oficio Ordinario N°18.684 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 3 de Agosto de 2012, el Directorio manifestó su intención de continuar con el proceso de aumento de capital que había propuesto el Controlador, complementado con los procedimientos que resulten pertinentes para los efectos de cumplir con las disposiciones contempladas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas.
 2. Como consecuencia de lo anterior, el Directorio resolvió postergar la convocatoria a junta extraordinaria de accionistas prevista para el día 13 de septiembre de 2012 a una nueva fecha que se determinará oportunamente.
 3. Finalmente, se acordó citar a una sesión de directorio para el día 22 de agosto de 2012 con el objeto que se adopten las decisiones que correspondan para dar cumplimiento a los procedimientos referidos.
- El directorio de Enersis S.A. (la “Sociedad”) en su sesión ordinaria celebrada en el día 31 de Agosto de 2012, ha decidido lo siguiente en relación con el aumento de capital en curso (la operación):
 - 1.- Informar que los Directores señores Pablo Yrarrázaval Valdés (Presidente), Andrea Brentan (Vicepresidente), Rafael Miranda Robredo, Hernán Somerville Senn, Leónidas Vial Echeverría y Eugenio Tironi Barrios, al haber sido elegidos con votos del accionista controlador de la Sociedad han declarado tener interés en la operación en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, atendido lo dispuestos en el Oficio Ordinario N° 21.001, emitido con fecha 29 de agosto de 2012 por la SVS.
 - 2.- Informar que el Gerente General, Sr Ignacio Antoñanzas Alvear, por ostentar cargos en Endesa Latinoamérica, S.A., controladora de la Sociedad ha declarado también tener interés en la operación en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas. En virtud de lo anterior, el Directorio, definió los parámetros para que el Gerente General pueda actuar en relación con la operación.
 - 3.- Informar que el Directorio ha acordado continuar con la operación referida y para tales efectos ha iniciado el proceso de búsqueda de un evaluador independiente para los efectos de lo dispuesto en el Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, sin perjuicio de lo resuelva el Comité de Directores en su oportunidad.
 - 4.- Informar que el Directorio ha tomado conocimiento de carta recibida del accionista controlador de la Sociedad mediante la cual aquél confirma su interés en continuar con el proceso de aumento de capital propuesto y solicita se convoque en su debida oportunidad a una junta de accionista para cuyos efectos deberán observarse adicionalmente las disposiciones del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y en términos tales y con la debida anticipación necesaria para que todos los accionistas de Enersis S.A., incluyendo los titulares de ADRs, puedan participar en la mencionada junta.
- El Directorio de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 05 de Septiembre 2012, ha decidido contratar a la empresa IM Trust como evaluador independiente del Aumento de Capital, en razón de la alta calidad técnica y profesional de dicha empresa, su reconocido prestigio en estas materias, así como por su independencia. Lo anterior, en cumplimiento de las formalidades establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).

Asimismo, informamos que el Comité de Directores de Enersis S.A. ha iniciado el proceso de búsqueda de un evaluador independiente para los efectos de lo dispuesto en el Artículo 147 de la LSA.
- El comité de Directores de Enersis S.A. en su sesión extraordinaria celebrada en el día 07 de Septiembre 2012, ha decidido contratar a la empresa Claro y Asociados Ltda. como evaluador independiente del Aumento de Capital, atendida su independencia, la ausencia de conflictos de interés en esta materia y su calidad técnica y profesional. Lo anterior, en cumplimiento de las formalidades establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).
- Con fecha 20 de Septiembre de 2012 el accionista controlador, Endesa S.A. (España) ha comunicado con carácter de Hecho Relevante la presentación referente al Aumento de Capital, Uso de Caja y Planes Futuros, en idiomas español e inglés. Copia de dichas presentaciones se encuentran además disponibles en la página web de Endesa S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).

- Con fecha 24 de octubre de 2012 se informa que el comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria ha recibido formalmente el informe de la empresa Claro y Asociados, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 7 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

Asimismo, se informa que el Directorio de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada ha recibido formalmente el informe de la empresa IM Trust, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 5 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis en curso.

Dichos informes, de conformidad con las exigencias legales, se refieren a las condiciones de la operación de aumento de capital en curso, a sus efectos y potencial impacto para Enersis S.A., y a aquellos puntos que han sido expresamente solicitados que sean evaluados por el Directorio, el Comité de Directores y los miembros integrantes de éste.

A partir de esta fecha, copia de dichos informes estarán a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

Estos informes se añaden al informe pericial de don Eduardo Walker Hitschfeld, el cual ya se encuentra en el mencionado sitio de internet.

- Con fecha 30 de octubre de 2012 se informa que el comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria emitió formalmente su informe, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, de conformidad con el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

A partir de esta fecha, copia de dicho informe se encuentra a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

- Con fecha 31 de octubre de 2012 se informa que todos los Directores de Enersis S.A., en forma individual y dentro de los plazos prescritos por la Ley de Sociedades Anónimas, han emitido respectivamente las opiniones individuales establecidas por los numerales 5 y 6 del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, relativas al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

A partir de esta fecha, copia de dichas opiniones estarán a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de internet de la sociedad: www.enersis.cl.

- Con fecha 31 de octubre de 2012 se informa que Enersis S.A. ha recibido una comunicación de Endesa, S.A. fechada 30 de octubre de 2012, relacionada con una proposición de condicionalidad en el aumento de capital de Enersis en curso.

Mediante dicha comunicación, Endesa solicita formalmente que se proponga en la junta extraordinaria de accionistas de Enersis S.A. que tratará sobre el aumento de capital, que la suscripción y pago de las acciones emitidas quede sujeta al cumplimiento de una condición suspensiva. Esta condición consiste en que los interesados suscriban y paguen, ya sea en el período de suscripción preferente o en otro u otros períodos de oferta, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que Endesa suscriba al menos la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% de las acciones emitidas con derecho a voto. En el evento que la suma total de las acciones suscritas y pagadas implique que Endesa supere dicho límite, se entenderá automáticamente fallida la condición y los contratos de suscripción de acciones no producirán efecto jurídico alguno, devolviéndose a los suscriptores las cantidades entregadas por éstos.

El Directorio de Enersis S.A., en su sesión celebrada el 31 de octubre de 2012, declaró que la propuesta de Endesa cumple con el interés social y acordó asimismo adoptar, en una próxima sesión, las medidas que se estimen procedentes para el resguardo patrimonial de Enersis S.A. y de quienes concurran al referido aumento de capital.

- Con fecha 6 de noviembre de 2012 se informa que en sesión celebrada hoy, el Directorio de Enersis S.A. acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas a fin de que ésta se pronuncie sobre el aumento de capital en curso, en los mismos términos que fue formulada como una operación única por el controlador Endesa, S.A. En dicha junta también se informará a los accionistas acerca de otras materias no vinculadas a dicho aumento de capital. Dicha Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará el día 20 de diciembre de 2012 a las 12:30

horas y tendrá lugar en el salón Las Américas del Hotel Intercontinental ubicado en Avenida Vitacura 2885, comuna de Las Condes, Santiago.

Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas son las siguientes, las cuales podrán ser tratadas en el orden que al efecto determine la junta a objeto que los acuerdos que se adopten sean debidamente concordantes:

- 1.- Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas (“LSA”), la operación con partes relacionadas consistente en la ampliación de capital referida en los puntos siguientes de la presente convocatoria, teniendo en consideración los antecedentes que para estos efectos se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio Web de la sociedad: www.enersis.cl.
- 2.- Aumentar el capital social en una suma en pesos, moneda de curso legal, que no será inferior a la cantidad de US\$ 5.915 millones ni superior a US\$ 6.555 millones a un tipo de cambio de 482,29 por dólar de los Estados Unidos de América, o en la suma que en definitiva determine la Junta Extraordinaria de Accionistas, mediante la emisión del número de acciones de pago que se determine al efecto. Todas las acciones que se emitan serán nominativas y serán ordinarias de una misma serie especial sin preferencia y sin valor nominal, que se denominará Serie B. Esta Serie B tendrá exactamente los mismos derechos que las acciones actualmente emitidas, con la única excepción de sus derechos cambiarios. La Serie B se crea con la sola finalidad de diferenciar las nuevas acciones de aquéllas ya emitidas, puesto que todas estas últimas se encuentran regidas por la Convención Cambiaria acordada con fecha 24 de septiembre de 2008 entre Enersis S.A., Citibank N.A. y el Banco Central de Chile.
- 3.- Aprobar todos los aportes no dinerarios susceptibles de ser capitalizados y su respectivo valor de aporte, sometiendo a deliberación para efectos de los artículos 15 y 67 N°6 de la Ley de Sociedades Anónimas las estimaciones contempladas en los informes independientes emitidos por don Eduardo Walker Hitschfeld, por IM Trust y por Claro y Asociados. Dichos informes se encuentran a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Sociedad: www.enersis.cl y en las oficinas de esta última. Así, las acciones que se emitan con cargo al aumento de capital social serán pagadas en dinero efectivo y con el aporte en dominio de todas las participaciones societarias de Cono Sur Participaciones S.L., sociedad que agrupará las acciones que se encuentran señaladas en los mencionados informes.
- 4.- Acordar un precio de colocación de las acciones que se emitan o bien establecer una fórmula al efecto y en este último caso delegar en el Directorio la determinación final de dicho precio, siempre que la colocación se inicie dentro de los 180 días siguientes a la fecha de la Junta, de conformidad con el artículo 23 del Reglamento de Sociedades Anónimas. Teniendo presente el precio de colocación que resulte, el Directorio deberá ofrecer la cantidad de acciones que corresponda al número de acciones que sea estrictamente necesario para que, en relación a dicho precio, se obtenga el monto del aumento del capital social. Se entregará información sobre el tratamiento que se dará a los costos de emisión y colocación de las acciones que se emitan y su monto.
5. Establecer que la oferta de colocación de acciones deberá efectuarse en primer lugar dentro del período de suscripción preferente establecido por el artículo 25 de la LSA y el saldo de las acciones no suscritas durante dicho período deberá ser ofrecido en un período de suscripción del remanente, a valores no inferiores ni en condiciones más ventajosas que las ofrecidas en el período de suscripción preferente. Asimismo, acordar los plazos dentro de los cuales las acciones deberán quedar emitidas, suscritas y pagadas.
6. Aprobar que todos los contratos de suscripción de acciones queden sujetos al cumplimiento de una condición suspensiva consistente en que los interesados suscriban y entreguen, ya sea en el periodo de suscripción preferente o en el período de suscripción del remanente, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que el controlador Endesa España suscriba y pague la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% del capital con derecho a voto. En el evento que la suma total de acciones suscritas y entregadas implique que Endesa España supere dicho límite, se entenderá automáticamente fallida la condición y todos los contratos de suscripción de acciones quedarán sin efecto, devolviéndose a los suscriptores los dineros entregados por este concepto.
- 7.- Aprobar el uso de los fondos provenientes del aumento del capital.
- 8.- Modificar los artículos quinto permanente y segundo transitorio de los estatutos sociales conforme a los

acuerdos que se adopten en la presente junta de accionistas sobre el aumento del capital social y autorizar a la administración de la compañía para otorgar un texto refundido y actualizado de los estatutos sociales.

- 9.- Acordar aquellos otros aspectos de la operación de aumento de capital descrita que la junta de accionistas estimen del caso aprobar y que sean funcionales o accesorios a dicha operación.
- 10.- Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a determinar la forma, época y procedimiento de colocación de las acciones correspondientes al aumento del capital social; inscripción de la emisión de las acciones en el Registro de Valores; plazo para emisión, suscripción y pago de las acciones; establecer el procedimiento de colocación del remanente de acciones que no sean suscritas en el período de suscripción preferente; o bien facultar ampliamente al Directorio para todos estos efectos, como también para que éste pueda adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a lo que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, del Servicio de Impuestos Internos o, en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la sociedad para que actuando individualmente uno cualquiera de ellos realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o convenientes para llevar a cabo lo señalado.
11. Ratificar el Tercer Clasificador Privado de Riesgo Designado por el Directorio de la Sociedad.
12. Sigüentes materias informativas no vinculadas al aumento de capital:
 - 12.1.- Solicitud del Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB) de los Estados Unidos de América al Auditor Externo de la Sociedad, Ernst & Young.
 - 12.2.- Acuerdos correspondientes a operaciones con partes relacionadas regidas por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, adoptados con posterioridad a la última junta ordinaria de accionistas y otros acuerdos de directorio de preceptiva información.

Todas las proposiciones precedentemente indicadas no privan a la Junta de su plena competencia para, en su caso, acogerlas, rechazarlas, modificarlas o acordar algo distinto.

Se comunica a los señores accionistas que el Directorio ha acordado que se proceda a calificación de poderes, proceso que se realizará los días 17, 18 y 19 de diciembre de 2012, en las oficinas de la sociedad, ubicadas en Santa Rosa N°76, Santiago Centro, de 9:30 a 12:30 horas y de 15:30 a 18 horas y el mismo día de la Junta, a partir de las 11:30 horas y hasta las 12:30 horas, en el lugar de celebración de la misma. El día de la celebración de la Junta sólo se recibirán poderes hasta las 12:30 horas, momento en que se cerrará la recepción de los mismos y, por tanto, sólo se calificarán los poderes que hayan sido recibidos hasta esa hora.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la resolución de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones y Riesgos), Santiago de Chile, con quince días de anticipación a la celebración de esta junta. Asimismo, aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la sociedad.

- Con fecha 6 de noviembre de 2012 se informa que el Directorio de Enersis S.A. acordó diversos temas de interés de los accionistas en relación con la operación de aumento de capital propuesta por el controlador Endesa, S.A. (“Endesa España”).

En primer lugar, el Directorio se pronunció sobre el uso de fondos, señalando que la caja obtenida por la Sociedad, de perfeccionarse la operación de aumento de capital en curso, sería destinada fundamentalmente a las siguientes actividades: compra de participaciones en sociedades que Enersis S.A. ya consolida, y adquisiciones en la región y en las actividades donde Enersis S.A. opera en la actualidad, que resulten convenientes para el interés social por agregar valor y que permitan aprovechar oportunidades de mercado. Lo anterior, sin perjuicio de que el Directorio deba aprobar, en su oportunidad, cada una de las operaciones analizadas, las que deberán ser evaluadas en forma particular, detallada y concreta de conformidad con las facultades ordinarias de administración del Directorio.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad aprobó el aporte en dominio por parte de Endesa España de las participaciones societarias descritas en los informes independientes emitidos por el perito don Eduardo Walker Hirschfeld y los evaluadores IM Trust y Claro y Asociados y señaló que dicho aporte en dominio debería situarse en un rango de valor no inferior a US\$ 3.586 millones ni superior a US\$ 3.974 millones o en la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, que en definitiva determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. El Directorio dejó expresa constancia que con la aprobación precedente se cumplía lo dispuesto en el artículo 14 Bis de los estatutos sociales y que, en ningún caso, ello podía estimarse como un pronunciamiento bajo los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, por lo que se realizaba sin perjuicio de lo que en definitiva resuelva la Junta Extraordinaria de Accionistas que se pronunciará sobre el aumento de capital en conformidad a lo dispuesto en dicho Título y en los artículos 15 y 67 de la Ley de Sociedades Anónimas. El Directorio dejó constancia que dicho rango de valor fue aprobado por seis de los siete miembros de dicho órgano societario, dándose así cumplimiento al quórum especial previsto en dicho artículo 14 Bis que exigía una aprobación de al menos dos tercios del Directorio, observándose que los fundamentos de dicha decisión se contienen en las respectivas opiniones individuales que cada uno de los directores concurrentes emitió con motivo de esta operación y que se encuentran a disposición de los accionistas de la Sociedad en la respectiva página Web y en las oficinas sociales.

Adicionalmente, en relación al hecho esencial de fecha 31 de octubre de 2012, relativo a la condicionalidad del aumento de capital en curso, el Directorio de Enersis S.A. ha procedido a analizar diversas medidas para el resguardo patrimonial de la sociedad y de quiénes concurran al referido aumento de capital, las cuales serán oportunamente publicadas y puestas en conocimiento del mercado y los accionistas.

Finalmente, se acordó por el Directorio solicitar a Endesa España un pronunciamiento relativo a los siguientes asuntos, en relación con la ampliación de capital en curso: (i) otorgamiento de ciertas representaciones y garantías respecto de Piura, Yacilec y Central Dock-Sud; (ii) compromiso relativo a que Enersis S.A. será el único vehículo de inversión en Sudamérica del Grupo Enel en energías convencionales, con excepción de las actividades actualmente desarrolladas a través de Enel Green Power y aquéllas que en un futuro pueda esta última sociedad desarrollar en el campo de las energías renovables; (iii) compromiso de mantener indemne a Enersis respecto de posibles contingencias tributarias derivadas de la estructura de la operación y (iv) mantenimiento del compromiso de no promover un reparto extraordinario de dividendos como consecuencia del aumento de capital en curso.

- Con fecha 8 de noviembre se informa que la compañía ha recibido una comunicación del accionista controlador, Endesa, S.A., la cual proporciona información adicional respecto de la posición de Endesa, S.A. en relación a determinados aspectos relativos al aumento de capital propuesto.
- Con fecha 9 de noviembre de 2012 se informa que el accionista controlador, Endesa, S.A. ha iniciado un road show a inversionistas, en relación al aumento de capital propuesto en Enersis S.A.. Se adjunta copia de la presentación en idiomas español e inglés, difundidas con motivo de dicho road show. Copia de las mencionadas presentaciones se encuentran además disponibles en la página web de Endesa, S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).
- Con fecha 12 de noviembre de 2012 se informa que el accionista controlador, Endesa, S.A. ha registrado un hecho relevante ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, adjuntando presentación más ampliada que efectuará a inversionistas en su Road Show, en relación al aumento de capital propuesto en Enersis S.A. Se adjunta copia de la mencionada presentación en idiomas español e inglés, las cuales se encuentran además disponibles en la página web de Endesa, S.A. (www.endesa.es) y próximamente estarán disponibles en la página web de Enersis S.A. (www.enersis.cl).
- Con fecha 22 de noviembre de 2012 se informa que con fecha 21 de noviembre de 2012, la sociedad ha recibido una comunicación de AFP Habitat S.A., AFP Planvital S.A., AFP Provida S.A., AFP Capital S.A., AFP Cuprum S.A. y AFP Modelo S.A., todas ellas accionistas de Enersis S.A. que en su conjunto representan un 13,63% de las acciones con derecho a voto de la sociedad. Mediante dicha comunicación, los mencionados accionistas solicitan la convocatoria de una Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. que se realice antes de la Junta Extraordinaria de Accionistas ya convocada por el Directorio para el próximo 20 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas.

Asimismo, informo que atendido lo solicitado por los accionistas indicados, y de conformidad con lo dispuesto

en el artículo 58 N°3 de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, el Directorio de Enersis S.A., en sesión extraordinaria celebrada en la tarde de hoy, acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas con el objeto que en ésta: “se informe detalladamente sobre los fundamentos del directorio y de cada uno de sus miembros, respecto de la decisión de llamar a junta extraordinaria de accionistas para aprobar un aumento de capital a enterarse en especies, propuesto por el accionista controlador Endesa España. En especial, se solicita se dé a conocer lo siguiente:

- a) Cuál será la propuesta del directorio o de cada uno de sus miembros respecto de la relación de canje entre las nuevas acciones de Enersis representativas del aumento de capital y el paquete de activos que aportará el accionista controlador, así como los fundamentos que justifiquen la conveniencia de la o las propuestas, tanto para la sociedad como para todos los accionistas y forma en que estas propuestas permiten dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 30 de la ley n° 18.046;
- b) Las razones que han tenido los directores para proponer un piso o valor mínimo a los activos con que el accionista controlador pretende pagar el aumento de capital;
- c) Los fundamentos del directorio y sus miembros que justifiquen la conveniencia de realizar un aumento de capital superior al monto de los activos que el accionista controlador pretende aportar a la sociedad; y,
- d) Se de a conocer y explique las cláusulas del Contrato de ADR sobre el uso de voto de los ADR que no se pronuncian y la forma en que se ejercerán los votos de los referidos tenedores de ADR.”

Dicha Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará el día 14 de diciembre de 2012 a las 12:30 horas y tendrá lugar en el Estadio del Grupo Enersis ubicado en calle Carlos Medina N°858, comuna de Independencia, Santiago.

- Con fecha 29 de noviembre de 2012 se informa que el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013, un dividendo provisorio de \$1,21538 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.
- Con fecha 7 de diciembre de 2012 se informa que la compañía ha recibido copia del comunicado de prensa emitido por Endesa, S.A., relativo al aumento de capital de Enersis S.A.
- Con fecha 13 de diciembre de 2012 se informa que el Directorio de la Compañía ha acordado proponer a la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolverá acerca de aumento de capital en Enersis S.A., a realizarse el 20 de diciembre del año en curso, un rango para el precio de colocación de las nuevas acciones entre Ch\$160 y Ch\$187 por acción.

Adicionalmente, el Directorio, por la unanimidad de sus miembros, acordó declarar que tanto el monto del aumento de capital, valor de los activos y número máximos de acciones a emitir contenidos en los comunicados de prensa difundidos el pasado 7 de diciembre por Endesa, S.A. y cinco AFPs: AFP Capital S.A., AFP Cuprum S.A., AFP Habitat S.A., AFP Plan Vital S.A. y AFP Provida S.A., se encuentran dentro de los parámetros contemplados en los informes emitidos por los evaluadores independientes y por el Comité de Directores de la Sociedad. El Directorio ha estimado positivo que los términos contenidos en los mencionados comunicados de prensa son consecuentes con los planteamientos realizados en su fecha por el Directorio y el Comité de Directores.

Finalmente, se adjunta a la presente, copia de la respuesta del Directorio de Enersis S.A. al Oficio Ordinario N°28.292, de fecha 3 de diciembre de 2012, emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros, relativo a las consultas de las AFPs y de la propia SVS.

- Con fecha 18 de diciembre de 2012 se informa que el Comité de Directores ha examinado y por la unanimidad de sus miembros, ha remitido al Directorio sin observaciones el contrato de suscripción de acciones a celebrarse entre Enersis S.A. y su controlador, Endesa, S.A., para su difusión a los accionistas. El contrato será sometido para su aprobación a la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolverá acerca del aumento de capital en Enersis S.A., citada para el día 20 de diciembre del año en curso. Dicho contrato, en carácter de borrador y sin sus anexos descriptivos, estará disponible para el examen de los señores accionistas en la Gerencia de Inversiones y Riesgos de Enersis S.A., ubicada en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago, y en la página web de la sociedad: www.enersis.cl.

Adicionalmente, se comunica con carácter de hecho esencial que el Depositario Citibank ha informado que no otorgará al Presidente del Directorio el voto discrecional de aquellos tenedores de ADRs que no hayan expresado intención de voto.

- Con fecha 21 de diciembre de 2012 se informa que con fecha 20 de diciembre de 2012 se celebró la Junta Extraordinaria de Accionistas que resolvió acerca del aumento de capital en Enersis S.A. En dicha junta, una muy amplia mayoría, prácticamente un 86% de todos los accionistas presentes en sala con derecho a voto, equivalentes al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, aprobaron un aumento de capital de las siguientes características:
 - 1) Monto máximo del aumento de capital: 2.844.397.889.381 pesos chilenos dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.
 - 2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que se encuentran señaladas en los informes que han sido puestos a disposición de los accionistas y que sería aportado por Endesa a Enersis, S.A. tendrá un valor de un 1.724.400.000.034 pesos chilenos que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis S.A. a un precio de 173 pesos chilenos por acción. Lo anterior constituye un valor referencial de 3.634.754.015,5 dólares de los Estados Unidos de América a un tipo de cambio observado del día 20 de diciembre de 2012 de 474,42 pesos chilenos por cada dólar de los Estados Unidos de América.
 - 3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de 173 pesos chilenos por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.

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

Adicionalmente, se votaron, ratificaron y aprobaron los compromisos del accionista controlador, los cuales habían sido informados anteriormente mediante hecho esencial de fecha 8 de noviembre.

Chilectra

- Hecho Esencial enviado con fecha 31 de enero de 2012

Chilectra S.A. ha reconocido por efecto de provisiones en los activos de la Empresa Distribuidora Sur S.A. – coligada argentina-, un impacto en los resultados de Chilectra S.A. de MM\$49.783.

Lo anterior ha sido reflejado en los Estados Financieros Consolidados de Chilectra S.A., para el ejercicio 2011, aprobados por el Directorio en sesión ordinaria de esa misma fecha.

Cabe hacer presente que si no se hubiese efectuado los referidos ajustes, los resultados de Chilectra S.A. habrían sido similares a los del ejercicio 2010.
- Complementación de Hecho Esencial enviado con fecha 02 de febrero de 2012

En relación a la información enviada con fecha 31 de enero de 2012, se complementó en el sentido que el impacto en resultado de dicha cantidad, corresponde al efecto en Chilectra S.A. de lo siguiente:

Reconocimiento de MM\$36.235, que corresponde a la participación proporcional sobre una provisión relacionada con las Propiedades, Plantas y Equipos de Edesur (ver nota N°11 en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).

Se ha dejado de reconocer activos por créditos tributarios por impuestos en Edesur, cuyo impacto en Chilectra es de MM\$8.748.

Por último, se registró una provisión por pérdida por deterioro del saldo existente de la plusvalía en Edesur por MM\$4.800 (ver nota N°11 en los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2011).

Lo anterior se debe a las incertidumbre generales de Edesur por la demora en el reconocimiento de ajuste

de tarifas a través del mecanismo semestral de monitoreo de costos (MMC) y en realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI).

- 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 Marin 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.

- Cambio de política de dividendos.

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.

- Designación de veedor en coligada argentina.

Con fecha 13 de julio de 2012, se informa mediante resolución ENRE N° 183/2012 de fecha 12 de julio de 2012, del Ente Regulador de la electricidad de la República Argentina, se resolvió designar al señor Luis Miguel Barletta, como veedor en nuestra coligada argentina Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR). Cabe hacer presente que dicha designación no reemplaza a la actual administración de la citada empresa, ni constituye una co-administración de la misma. Por otra parte, la dictación de la resolución indicada no tiene efectos en los estados financieros de Chilectra S.A.. 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.

- Dividendos

En sesión de Directorio de fecha 24 de julio de 2012, se acordó distribuir a contar del 30 de agosto de 2012, un dividendo provisorio de \$ 72,00 por acción, con cargo a las utilidades al 30 de junio de 2012.

En sesión de Directorio de fecha 05 de noviembre de 2012, se acordó distribuir a contar del 28 de noviembre de 2012, un dividendo provisorio de \$ 37,00 por acción, con cargo a las utilidades al 31 de diciembre de 2012.

Endesa

- Con fecha 29 de febrero 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 sesión de Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) celebrado el día de hoy, se acordó por parte de éste 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., Enigesca, y Endesa Eco.

Las fusiones escalonadas y sucesivas que se proyectan y que deberán ser objeto de las autorizaciones

pertinentes por parte de las respectivas juntas extraordinarias de accionistas en su oportunidad, no tiene un efecto económico-financiero relevante en los resultados de Endesa Chile en atención al alto grado de concentración accionario que detenta Endesa Chile en las referidas filiales, pero si tendrá un efecto positivo en términos operativos y corporativos al simplificar la malla societaria existente en la actualidad.

- b) Con esta fecha, el Directorio de la Compañía en sesión ordinaria acordó modificar anticipadamente la Política de Dividendos para el ejercicio 2011 que fue expuesta en la pasada junta ordinaria. La modificación consiste en rebajar del 55% al 50% el porcentaje de las utilidades líquidas a repartir del ejercicio 2011.

De conformidad con lo anteriormente expuesto el Directorio propondrá a la junta ordinaria de accionistas de Endesa Chile, a celebrarse en abril de 2012, repartir un dividendo definitivo de \$27,24259 por acción, lo que representa un reparto total ascendente a Ch\$223.437.021.500. A éste, habrá que descontar el dividendo provisorio de \$5,08439 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$22,1582 por acción de la Compañía, el cual, de ser aprobado por la junta ordinaria, será pagado en las fechas que ésta determine.

- 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 26 de abril de 2012, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley 18.045 y normativa administrativa de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó el siguiente hecho esencial:

El Directorio de la Compañía en sesión celebrada con fecha 25 de abril de 2012, ha procedido a adoptar la siguiente política sobre operaciones habituales que corresponden al giro ordinario, la cual registrará a contar de esta fecha y que permiten celebrar operaciones con partes relacionadas sin cumplir los requisitos y procedimientos establecidos en los numerales 1 a 7 al artículo 147 de la Ley N°18.046:

Política de Habitualidad

1. Se consideran habituales aquellas operaciones financieras con partes relacionadas y que bajo la denominación de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros, se celebren para la optimización del manejo de caja de las respectivas sociedades.
2. Se consideran habituales las operaciones entre partes relacionadas relativas a contratos de suministro eléctrico sujetos a precios regulados o que resulten de licitaciones de suministro eléctrico.
3. Se consideran habituales aquellas operaciones de naturaleza financiera o de intermediación financiera que realiza la Compañía de forma ordinaria con partes relacionadas consistentes en empresas bancarias o filiales de éstas, tales como inversiones financieras de renta fija o variable, compra y venta de divisas, derivados financieros, swaps, pactos, depósitos a plazo, líneas de sobregiro, créditos con pagaré, cartas de crédito, boletas de garantía, stand by letters of credit, contratos de forwards, coberturas de tasa, opciones y futuros, operaciones relacionadas a cuentas corrientes de la Compañía u otras operaciones financieras habituales que realiza nuestra Tesorería.

4. Operaciones con partes relacionadas aquellas referidas a servicios informáticos, servicios de infraestructura, data center, microinformática, software y hardware y, en general, a administración de datos.
 5. Operaciones con partes relacionadas referidas a administración financiera, servicios gerenciales y otros similares, que comprendan entre otros, la contabilidad, informes financieros, activo fijo, libro de compras y ventas, tesorería y bancos, asesoría en tributación, seguros, aprovisionamiento, contraloría y auditoría interna.
- 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 período 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.

- Con fecha 21 de Agosto 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:

En sesión de Directorio celebrada el día de hoy, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) acordó aprobar una operación entre partes relacionadas de aquellas a las que se refiere el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, consistente en la suscripción de un Acuerdo Transaccional con la sociedad Inversiones Tricahue S.A. (Tricahue) y otros accionistas minoritarios de la filial Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (Pehuenche), en virtud del cual se pone término por la vía de los desistimientos a los procedimientos judiciales de arbitrajes iniciados con motivo de la suscripción del contrato de energía y potencia de fecha 19 de noviembre de 2007 entre Endesa Chile y Pehuenche, se procede al desistimiento de las denuncias y querrela criminal interpuesta por Tricahue y otros accionistas minoritarios de Pehuenche y se precave cualquier litigio eventual que pudiere surgir entre los minoritarios de Pehuenche y las sociedades suscriptoras del contrato antes referido.

Como consecuencia del referido Acuerdo, el Directorio de Endesa Chile de esta fecha acordó proponer a su filial Pehuenche la resciliación del referido contrato de energía y potencia y suscribir un nuevo contrato con las siguientes características:

- (i) El precio de la energía será el costo marginal del sistema en Alto Jahuel 220 kv
- (ii) El precio de la potencia será el precio establecido por el CDEC para transferencia de potencias entre empresas generadoras.
- (iii) El Nuevo Contrato comenzará a regir a partir de la fecha de suscripción y tendrá vigencia hasta el día 31 de diciembre de 2021.
- (iv) El Nuevo Contrato será por la misma cantidad de energía y potencia que el contrato original.

En virtud de lo anterior, Pehuenche, a través de las instancias societarias correspondientes, deberá pronunciarse sobre esta proposición, para lo cual el Acuerdo contempla que en una junta extraordinaria de accionistas de Pehuenche, ésta se pronuncie sobre la resciliación del contrato vigente y la suscripción del nuevo contrato. En virtud del Acuerdo, Endesa Chile y Tricahue se obligan a votar favorablemente la suscripción del nuevo contrato en la referida junta que se celebrará en la fecha que determine el directorio de Pehuenche.

El Acuerdo Transaccional considera también el pago por parte de Endesa Chile a su filial Pehuenche, de diferencias de precio calculadas en la ejecución del contrato del año 2007, lo que posibilitará que en la ocasión correspondiente, Pehuenche pueda proceder al reparto de un dividendo provisorio con cargo al pago así efectuado, hacia todos los accionistas de Pehuenche. El valor de reparto de dicho dividendo provisorio para el conjunto del 7,35% de los minoritarios se estima en US\$28.000.000.- aproximadamente.

- Con fecha 5 de Septiembre 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:

En el día de ayer Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) fue notificada de una demanda arbitral interpuesta por Southern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P. (Southern Cross) en

el procedimiento de arbitraje que esta última Sociedad iniciara por discrepancias respecto del Acuerdo de accionistas de las sociedades que integran el grupo Gasatacama de fecha 1º de Agosto de 2007, arbitraje que se tramita ante el árbitro Sr. Víctor Vial del Río. Southern Cross, accionista que detenta el 50% de las sociedades que integran el grupo Gasatacama, ha demandado a Endesa Chile por un supuesto incumplimiento del referido Acuerdo, específicamente en lo que dice relación con el Artículo VI del mismo relativo a la “Disposición de Derechos en el Negocio”.

En virtud de este supuesto incumplimiento, en que se atribuye a Endesa Chile una obstaculización en la disposición de los derechos de Southern Cross en el negocio, se solicita en la parte petitoria de la demanda que se declare el incumplimiento de Endesa Chile del Acuerdo y que, en atención a ello, se le condene a pagar a Southern Cross una sanción de incumplimiento por la suma de US\$10.000.000; a vender a Southern Cross su participación accionaria en Gasatacama, esto es, el 50% de las sociedades que integran dicho grupo, a un precio equivalente al valor libro menos un 20% y al pago de una multa a favor de Southern Cross de una suma equivalente al 15% del valor de la transacción forzada que reclama.

Endesa Chile, junto con informar de esta singular demanda, comunica que procederá a contestar la misma con la plena convicción que no tiene sustento fáctico ni jurídico alguno y que demandará reconventionalmente a Southern Cross dentro del plazo con que cuenta para ello en el procedimiento arbitral. En el contexto anterior, estimamos que la demanda interpuesta por Southern Cross que se informa no tendrá efecto alguno en la situación financiera de Endesa Chile.

- Con fecha 16 de octubre de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º de la Ley Nº 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General Nº 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa el siguiente hecho esencial:

Que con esta misma fecha, Endesa Chile ha procedido a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguran el fiel cumplimiento de obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato “Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave e mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW” (“el contrato”) suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“el propietario”) y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimont SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca “Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Contratista” o “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$ 74.795.164,44.- y UF 796.594,29 (US\$38.200.000 aprox.).

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

- Con fecha 17 de octubre de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º de la Ley Nº 18.045, y lo previsto en Norma de Carácter General Nº 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó el siguiente hecho esencial:

Nos referimos a nuestro Hecho Esencial de fecha 16 de octubre de 2012, en el cual comunicamos la ejecución de las boletas bancarias de garantía que aseguran el fiel y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Contratista al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón (el “Contrato”) suscrito con fecha 25 de julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. (el “Propietario”) y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimont SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca “Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Contratista” o “el Consorcio”).

Sobre el particular, informamos a usted que, con esta misma fecha, Endesa Chile ha procedido a deducir ante la Cámara Internacional de Arbitraje de París una solicitud de arbitraje a fin de hacer efectivos los derechos conferidos al amparo de dicho instrumento.

- Con fecha 29 de noviembre 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 con carácter de hecho esencial que, en su sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó repartir con fecha 24 de enero de 2013, un dividendo provisorio de \$3,04265 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

Pehuenche

- Durante el período finalizado al 31 de diciembre de 2012, han ocurrido los siguientes hechos relevantes o que pueden ser catalogados como relevantes:

1. Dividendo definitivo

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 25 de abril de 2012, se acordó distribuir un dividendo definitivo por acción de \$189,902567. Después de descontar los tres dividendos provisorios pagados durante el ejercicio 2011, con cargo a la utilidad del ejercicio, el saldo a distribuir será de \$73,342567 por acción.

Atendido lo anterior, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo ascendente a \$73,342567 por acción a contar del 4 de mayo de 2012, lo que será publicado en el diario El Mercurio de Santiago, el día 26 de abril de 2012.

2. Elección de Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 25 de abril de 2012, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.

El directorio quedó conformado por las siguientes personas: Sr. Eduardo Escaffi Johnson, Sr. Humberto Espejo Paluz, Sr. Alan Fischer Hill, Sr. Alejandro García Chacón y Sr. Pedro Gatica Kerr.

En sesión ordinaria de directorio, de la misma fecha, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Alan Fischer Hill.

3. Cambio en la administración

Con fecha 13 de agosto se informó lo siguiente, Don Claudio Tabilo Berríos, presentó su renuncia a sus cargos de subgerente comercial y de gerente general subrogante de la misma, a contar del día 10 de agosto del año en curso. A su vez, a contar de esta misma fecha, el directorio de la Compañía, en sesión celebrada el 25 de julio de 2012, procedió a designar en ambos cargos, en reemplazo del señor Tabilo, a don Vicente Villaseca Villalobos.

4. Informe Consultor Independiente

Con fecha 5 de septiembre se informó lo siguiente: Hemos recibido un informe del Evaluador Independiente SYSTEP Ingeniería y Diseños S.A. que contiene sus conclusiones acerca de las condiciones de un Pacto de Resciliación del Contrato de Suministro de Potencia y Energía, celebrado entre Endesa Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., el 19 de noviembre de 2007, y del otorgamiento de un nuevo Contrato de Suministro entre las mismas partes con condiciones distintas, que regirá a partir de la fecha de su suscripción, hasta el 31 de diciembre de 2021.

El informe mide los efectos de la operación propuesta por Endesa Chile y su potencial impacto para la sociedad Empresa Eléctrica Pehuenche.

El informe fue solicitado por el Directorio de nuestra Compañía, como consecuencia de una carta que recibimos de Endesa con fecha 22 de Agosto de 2012, en que nos informa de la suscripción de un Acuerdo Transaccional entre Endesa Chile e Inversiones Tricahue S.A. y otros minoritarios de nuestra Compañía, en que Endesa Chile se obligó a proponer a nuestra empresa la resciliación del Contrato de Suministro de Potencia y Energía vigente, y la suscripción de uno nuevo, supeditado a la aprobación de nuestras instancias Societarias.

El Directorio de nuestra Compañía, teniendo presente que se trata de una operación entre partes relacionadas de aquellas a las que se refiere el Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, decidió designar un Evaluador Independiente, cuyo nombramiento recayó en SYSTEP Ingeniería y Diseños S.A. y decidió convocar mediante Sesión de Directorio de 28 de agosto de 2012, a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 4 de octubre de 2012, en las oficinas de la Compañía, para obtener que la operación propuesta sea aprobada.

Dicho informe está a disposición de los señores accionistas a partir del día 6 de septiembre de 2012 en la página web de nuestra Compañía <http://pehuenche.endesa.cl>.

5. Opiniones de los Directores

Con fecha 10 de septiembre se informó lo siguiente: opiniones en cartas individuales de los Directores señores Humberto Espejo Paluz, Alejandro García Chacón, Eduardo Escaffi Johnson y del Presidente del Directorio don Alan Fischer Hill, todos integrantes del Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., acerca de la proposición de Endesa de resciliar un contrato de suministro de potencia y energía eléctrica proporcionado por Pehuenche S.A., vigente desde 19 de noviembre de 2007 y su reemplazo por un nuevo contrato en condiciones distintas, que regirá desde la fecha de su suscripción hasta el 31 de diciembre de 2021.

En dichas cartas, los señores Directores manifiestan su relación con Endesa, emiten opinión acerca de la conveniencia de la operación para el interés social, y se pronuncian acerca de las conclusiones del evaluador independiente SYSTEP Ingeniería y Diseños S.A., todo de conformidad con el artículo 147 N° 5 inciso final y N° 6 de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas.

El Directorio de nuestra Compañía, teniendo presente que se trata de una operación entre partes relacionadas de aquellas a las que se refiere el Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas, decidió encargar al Gerente General, en Sesión de fecha 28 de agosto de 2012, comunicar como Hecho Esencial la recepción de las opiniones señaladas y que éstas estarán a disposición de los señores accionistas a partir del día 11 de septiembre de 2012 en la página web de nuestra Compañía <http://pehuenche.endesa.cl>

6. Junta Extraordinaria de Accionistas

Con fecha 5 de octubre se informó lo siguiente: El día 4 de octubre de 2012, tuvo lugar una Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A, que aprobó por unanimidad la resciliación del contrato de Suministro de Energía y Potencia entre Endesa y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. de 19 de noviembre de 2007, y aprobó la suscripción de un nuevo contrato de suministro entre las mismas partes, que regirá desde la fecha de su suscripción hasta el 31 de diciembre de 2021.

El nuevo contrato aprobado tendrá las siguientes características:

- i) El precio de la Energía será el costo marginal del sistema en Alto Jahuel 220 kV.
- ii) El precio de la potencia será el establecido por el CDEC para transferencias de potencia entre Empresas Generadoras.
- iii) El nuevo contrato regirá a partir de su fecha de suscripción y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021.
- iv) El nuevo contrato será por la misma cantidad de energía y potencia que el contrato que se resciliará.

La aprobación de ambas convenciones lo fue por la unanimidad de los accionistas que concurrieron a la Junta que tuvo lugar el 4 de octubre a las 12:00 horas, en el auditorium del edificio situado en Santa Rosa N°76, Santiago.

7. Dividendo provisorio

Con fecha 19 de octubre, se reunió el Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y aprobó el reparto de un dividendo provisorio, correspondiente al ejercicio 2012, por un monto de \$312,185426 por acción.

Dicho dividendo se pagó el día 5 de noviembre de 2012, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el domingo 21 de octubre en el diario El Mercurio de Santiago.

El acuerdo adoptado por el Directorio, importó modificar la Política de Dividendos correspondiente al año 2012, que fue aprobada por dicho Directorio mediante acuerdo de fecha 24 de abril de 2012, e informada oportunamente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.



21

estados financieros resumidos de empresas filiales



BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Chilectra		Synopsis		IM Velasco		Cam	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Activos								
Activos Corrientes	161.687.282	193.667.154			33.271.371	30.451.690		
Activos No Corrientes	1.141.771.231	1.108.222.937			35.410.601	36.347.961		
Total Activos	1.303.458.513	1.301.890.091	-	-	68.681.972	66.799.651	-	-
Patrimonio Neto y Pasivos								
Pasivos Corrientes	195.903.832	196.759.945			4.487.954	3.801.501		
Pasivos No Corrientes	70.857.009	44.181.542			473.280	675.754		
Patrimonio Neto	1.036.697.672	1.060.948.604	-	-	63.720.738	62.322.396	-	-
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.036.694.223	1.060.945.511			34.626.083	35.680.592		
Participaciones no controladoras	3.449	3.093			29.094.655	26.641.804		
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.303.458.513	1.301.890.091	-	-	68.681.972	66.799.651	-	-
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL								
Ingresos de actividades ordinarias	974.543.004	1.035.360.191		6.690.708	12.042.940	7.741.781		15.582.078
Otros ingresos por naturaleza	10.195.417	10.830.807		2.367	4.996.179	357.472		157.114
Total de Ingresos	984.738.421	1.046.190.998	-	6.693.075	17.039.119	8.099.253	-	15.739.192
Materias primas y consumibles utilizados	(728.000.745)	(803.854.371)		(3.351.626)	(2.431.812)	(1.520.047)		(10.778.959)
Margen de Contribución	256.737.676	242.336.627	-	3.341.449	14.607.307	6.579.206	-	4.960.233
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.794.597	2.776.876						
Gastos por beneficios a los empleados	(28.098.186)	(29.792.819)		(1.950.786)	(1.319.557)	(1.530.743)		(3.780.042)
Gastos por depreciación y amortización	(27.216.121)	(25.533.034)		(510.980)	(258.514)	(273.392)		(357.389)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	(6.631.388)	(9.250.045)		(4.674)	2.646.265	3.321.687		(11.140)
Otros gastos por naturaleza	(64.211.702)	(60.852.918)		(738.275)	(2.588.648)	(2.393.712)		(2.251.128)
Resultado de Explotación	133.374.876	119.684.687	-	136.734	13.086.853	5.703.046	-	(1.439.466)
Otras ganancias (pérdidas)	(173.274)	(4.305)			691.435	508.194		
Ingresos financieros	10.291.434	15.874.126		40.041	867.170	962.816		86.695
Costos financieros	(2.281.297)	(4.383.448)		(59.981)	(24.583)	(101.836)		(303.270)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	58.068.549	14.077.362		34	19.887	20.142		
Diferencias de cambio	8.655	(884.732)		29.514	3.572	494		101.109
Resultados por unidades de reajuste	1.204.984	42.067			59.270	66.323		13.337
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	200.493.927	144.405.757	-	146.342	14.703.604	7.159.179	-	(1.541.595)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(24.732.758)	(33.614.812)		(16.819)	(2.095.412)	(896.797)		233.611
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	175.761.169	110.790.945	-	129.523	12.608.192	6.262.382	-	(1.307.984)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas								
Ganancia (Pérdida)	175.761.169	110.790.945	-	129.523	12.608.192	6.262.382	-	(1.307.984)
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	175.760.807	110.790.514		127.204	7.905.342	4.679.671		(1.304.422)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	362	431		2.319	4.702.850	1.582.711		(3.562)
Ganancia (Pérdida)	175.761.169	110.790.945	-	129.523	12.608.192	6.262.382	-	(1.307.984)
Estado de Otros Resultados Integrales:								
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(74.369.165)	(12.552.871)			(29.718)	15.883		
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	101.392.004	98.238.074	-	129.523	12.578.474	6.278.265	-	(1.307.984)
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	101.391.642	98.237.643			7.875.624	4.695.554		
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	362	431			4.702.850	1.582.711		
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	101.392.004	98.238.074	-	-	12.578.474	6.278.265	-	-
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO								
Capital emitido	367.928.682	367.928.682			25.916.800	25.916.800		
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.027.496.558	978.146.893			18.372.681	19.412.771		
Primas de emisión	566.302	566.302						
Otras reservas	(359.297.319)	(285.696.366)			(9.663.398)	(9.648.979)		
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.036.694.223	1.060.945.511	-	-	34.626.083	35.680.592	-	-
Participaciones no controladoras	3.449	3.093			29.094.655	26.641.804		
Total Patrimonio Neto	1.036.697.672	1.060.948.604	-	-	63.720.738	62.322.396	-	-
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL								
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	86.539.177	197.803.542		(355.753)	493.531	3.508.531		7.631.142
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(34.314.066)	(132.021.503)		2.435.474	7.917.089	1.856.223		(46.171)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(71.996.235)	(146.021.393)		(27.083)	(10.602.978)	(3.150.000)		(252.899)
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Período	(19.771.124)	(80.239.354)	-	2.052.638	(2.192.358)	2.214.754	-	7.332.072
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(10.819)	(1)		(144.988)				89.531
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo								
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	26.582.727	106.822.082		5.563.617	2.236.228	21.474		3.931.564
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	6.800.784	26.582.727	-	7.471.267	43.870	2.236.228	-	11.353.167

ICT		Distirilima		Edesur		Endesa Chile		Codensa		Endesa Brasil	
2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
4.302.210	3.386.984	83.158.204	73.305.844	75.393.800	84.947.442	834.985.891	960.055.320	259.622.745	239.448.013	760.292.146	711.159.450
277.435	241.758	456.528.437	434.005.821	249.249.899	272.099.510	5.653.704.033	5.601.957.796	977.719.287	960.707.757	2.272.323.291	2.554.157.698
4.579.645	3.628.742	539.686.641	507.311.665	324.643.699	357.046.952	6.488.689.924	6.562.013.116	1.237.342.032	1.200.155.770	3.032.615.437	3.265.317.148
2.560.716	2.119.237	121.210.186	103.699.413	376.427.291	310.638.397	1.085.498.228	937.229.279	294.660.169	302.355.404	444.024.393	649.588.123
636.653	502.878	202.239.407	210.609.245	17.990.950	41.497.104	1.968.548.251	2.183.644.264	330.110.898	397.178.403	861.339.706	929.712.165
1.382.276	1.006.627	216.237.048	193.003.007	(69.774.542)	4.911.451	3.434.643.445	3.441.139.573	612.570.965	500.621.963	1.727.251.338	1.686.016.860
1.382.276	1.006.627	118.562.891	99.783.236	(69.774.542)	4.911.451	2.541.242.399	2.558.537.997	607.159.546	495.650.864	1.239.270.779	1.192.214.064
		97.674.157	93.219.771			893.401.046	882.601.576	5.411.419	4.971.099	487.980.559	493.802.796
4.579.645	3.628.742	539.686.641	507.311.665	324.643.699	357.046.952	6.488.689.924	6.562.013.116	1.237.342.032	1.200.155.770	3.032.615.437	3.265.317.148
6.158.048	5.897.820	364.412.134	311.980.876	309.297.973	271.566.142	2.301.821.443	2.387.451.263	853.070.457	783.614.400	1.968.531.547	1.973.427.447
47.658	222.094	20.597.384	17.328.334	11.944.051	8.158.673	67.564.931	17.038.942	35.516.024	31.872.260	164.218.781	194.394.792
6.205.706	6.119.914	385.009.518	329.309.210	321.242.024	279.724.815	2.369.386.374	2.404.490.205	888.586.481	815.486.660	2.132.750.328	2.167.822.239
(82.827)	(53.632)	(252.013.491)	(210.904.949)	(175.422.082)	(141.879.982)	(1.328.702.775)	(1.217.260.077)	(480.431.213)	(451.191.503)	(1.261.579.002)	(1.227.077.577)
6.122.879	6.066.282	132.996.027	118.404.261	145.819.942	137.844.833	1.040.683.599	1.187.230.128	408.155.268	364.295.157	871.171.326	940.744.662
		2.533.884	2.211.736	12.470.078	12.146.533	12.763.185	10.597.856	2.550.333	4.309.814	15.741.611	18.130.297
(4.327.519)	(4.042.455)	(18.344.299)	(9.745.039)	(96.765.119)	(87.034.352)	(106.975.268)	(80.389.456)	(33.892.353)	(33.383.134)	(107.076.607)	(110.196.219)
(28.359)	(2.786)	(23.483.203)	(20.838.624)	(14.336.316)	(13.804.113)	(190.522.970)	(176.447.100)	(68.270.545)	(63.992.442)	(119.521.229)	(125.086.661)
		(1.342.800)	(1.614.116)	(1.373.527)	(107.632.541)	(11.117.362)	(9.472.766)	(642.306)	(463.858)	(24.644.075)	(6.898.659)
(1.448.526)	(1.059.750)	(22.299.415)	(18.531.292)	(99.917.490)	(78.690.268)	(112.621.980)	(143.548.052)	(62.720.367)	(85.303.430)	(154.897.934)	(161.269.424)
318.475	961.291	70.060.194	69.886.926	(54.102.432)	(137.169.908)	632.209.204	787.970.610	245.180.029	185.462.107	480.773.092	555.423.996
		(97.875)	(8.420)			1.392.470	2.010.780	(724.788)	(300.995)	1.983.259	
		4.049.011	1.856.356	5.357.720	6.538.668	14.922.301	28.039.261	8.915.510	5.531.446	212.630.539	171.883.165
(91.677)	(87.413)	(15.523.098)	(14.115.362)	(35.873.443)	(15.352.367)	(149.224.963)	(137.535.382)	(35.774.426)	(37.469.524)	(187.473.672)	(225.561.178)
				80.601	468	116.944.901	123.033.273	(300)			
(16.547)	10.546	231.523	187.863	796.187	823.698	(10.739.861)	(6.466.655)	81.755	24.531	(20.168)	14.340.169
						(991.050)	(5.332.672)				
210.251	884.424	58.719.755	57.807.363	(83.741.367)	(145.159.441)	604.513.002	791.719.215	217.677.780	153.247.565	507.893.050	516.086.152
235.806	(269.370)	(18.540.672)	(16.518.294)	2.935.068	(12.248.134)	(185.470.223)	(210.564.505)	(72.376.784)	(62.216.531)	(129.497.177)	(128.503.087)
446.057	615.054	40.179.083	41.289.069	(80.806.299)	(157.407.575)	419.042.779	581.154.710	145.300.996	91.031.034	378.395.873	387.583.065
446.057	615.054	40.179.083	41.289.069	(80.806.299)	(157.407.575)	419.042.779	581.154.710	145.300.996	91.031.034	378.395.873	387.583.065
		19.290.835	19.951.346			184.707.515	134.280.667	529.100	569.188	112.645.950	102.423.804
446.057	615.054	40.179.083	41.289.069	(80.806.299)	(157.407.575)	419.042.779	581.154.710	145.300.996	91.031.034	378.395.873	387.583.065
(160.538)	(90.129)	(4.916.713)	13.633.356	6.120.307	(2.278.069)	(97.954.099)	57.548.795	1.803.938	50.340.860	(287.545.451)	(60.187.753)
285.519	524.925	35.262.370	54.922.425	(74.685.992)	(159.685.644)	321.088.680	638.703.505	147.104.934	141.371.894	90.850.422	327.395.312
285.519	524.925	18.779.655	34.728.267	(74.685.992)	(159.685.644)	143.125.464	425.287.567	146.664.614	140.852.153	57.845.231	252.971.660
		16.482.715	20.194.158			177.963.216	213.415.938	440.320	519.741	33.005.191	74.423.652
285.519	524.925	35.262.370	54.922.425	(74.685.992)	(159.685.644)	321.088.680	638.703.505	147.104.934	141.371.894	90.850.422	327.395.312
500.000	500.000	32.841.625	32.841.625	135.477.599	135.477.599	1.331.714.085	1.331.714.085	7.905.014	7.905.014	1.064.552.408	1.064.552.408
882.276	506.627	60.748.105	1.623.660	(157.640.473)	(92.338.025)	1.709.375.632	1.636.787.540	103.237.236	(2.694.357)	(65.958.283)	(148.620.400)
						206.008.557	206.008.557				
		24.973.161	65.317.951	(47.611.668)	(38.228.123)	(705.855.875)	(615.972.185)	496.017.296	490.440.207	240.676.654	276.282.056
1.382.276	1.006.627	118.562.891	99.783.236	(69.774.542)	4.911.451	2.541.242.399	2.558.537.997	607.159.546	495.650.864	1.239.270.779	1.192.214.064
		97.674.157	93.219.771			893.401.046	882.601.576	5.411.419	4.971.099	487.980.559	493.802.796
1.382.276	1.006.627	216.237.048	193.003.007	(69.774.542)	4.911.451	3.434.643.445	3.441.139.573	612.570.965	500.621.963	1.727.251.338	1.686.016.860
(458.068)	421.031	92.710.372	54.671.552	89.516.537	35.565.398	554.257.629	685.106.134	209.365.632	236.147.422	534.914.848	257.490.993
(92.142)	(42.048)	(48.449.966)	(38.362.586)	(81.650.625)	(81.580.645)	(258.167.769)	(195.025.930)	(88.329.230)	(79.769.437)	(319.988.963)	(179.824.241)
550.040	(378.813)	(25.812.427)	(35.345.099)	(10.911.887)	17.473.730	(438.518.557)	(416.554.588)	(123.579.307)	(122.083.407)	(240.631.954)	(133.410.930)
(170)	170	18.447.979	(19.036.133)	(3.045.975)	(28.541.517)	(142.428.697)	73.525.616	(2.542.905)	34.294.578	(25.706.069)	(55.744.178)
		86.344	1.533.813	(4.075.565)	4.313.886	(2.058.912)	14.486.809	3.118.789	21.313.172	(57.005.702)	24.431.594
170		9.290.173	26.792.493	21.100.767	45.328.398	421.282.284	333.269.859	131.993.716	76.385.966	278.725.903	310.038.487
-	170	27.824.496	9.290.173	13.979.227	21.100.767	276.794.675	421.282.284	132.569.600	131.993.716	196.014.132	278.725.903

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE
Pablo Yrarrázaval Valdés
TELÉFONO (56-2) 2353 4663

VICEPRESIDENTE
Andrea Brentan
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Rafael Miranda Robredo
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Eugenio Tironi Barrios
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Leonidas Vial Echeverría
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

GERENTE GENERAL
Ignacio Antoñanzas Alvear
TELÉFONO (56-2) 2353 4510

SUBGERENTE GENERAL
Massimo Tambosco
TELÉFONO (56-2) 2353 4613

GERENTE DE COMUNICACIÓN
Juan Pablo Larraín Medina
TELÉFONO (56-2) 2353 4666

GERENTE DE AUDITORÍA
Alain Rosolino
TELÉFONO (56-2) 2353 4647

GERENTE REGIONAL DE FINANZAS
Eduardo Escaffi Johnson
TELÉFONO (56-2) 2353 4682

GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Ramiro Alfonsín Balza
TELÉFONO (56-2) 2353 4684

GERENTE REGIONAL DE CONTABILIDAD
Ángel Chocarro García
TELÉFONO (56-2) 2353 4685

FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56-2) 2353 4631

GERENTE RECURSOS HUMANOS
Carlos Niño Forero
TELÉFONO (56-2) 2675 2780

GERENTE REGIONAL DE SERVICIOS GENERALES
Francisco Silva Bafalluy
TELÉFONO (56-2) 2353 4610

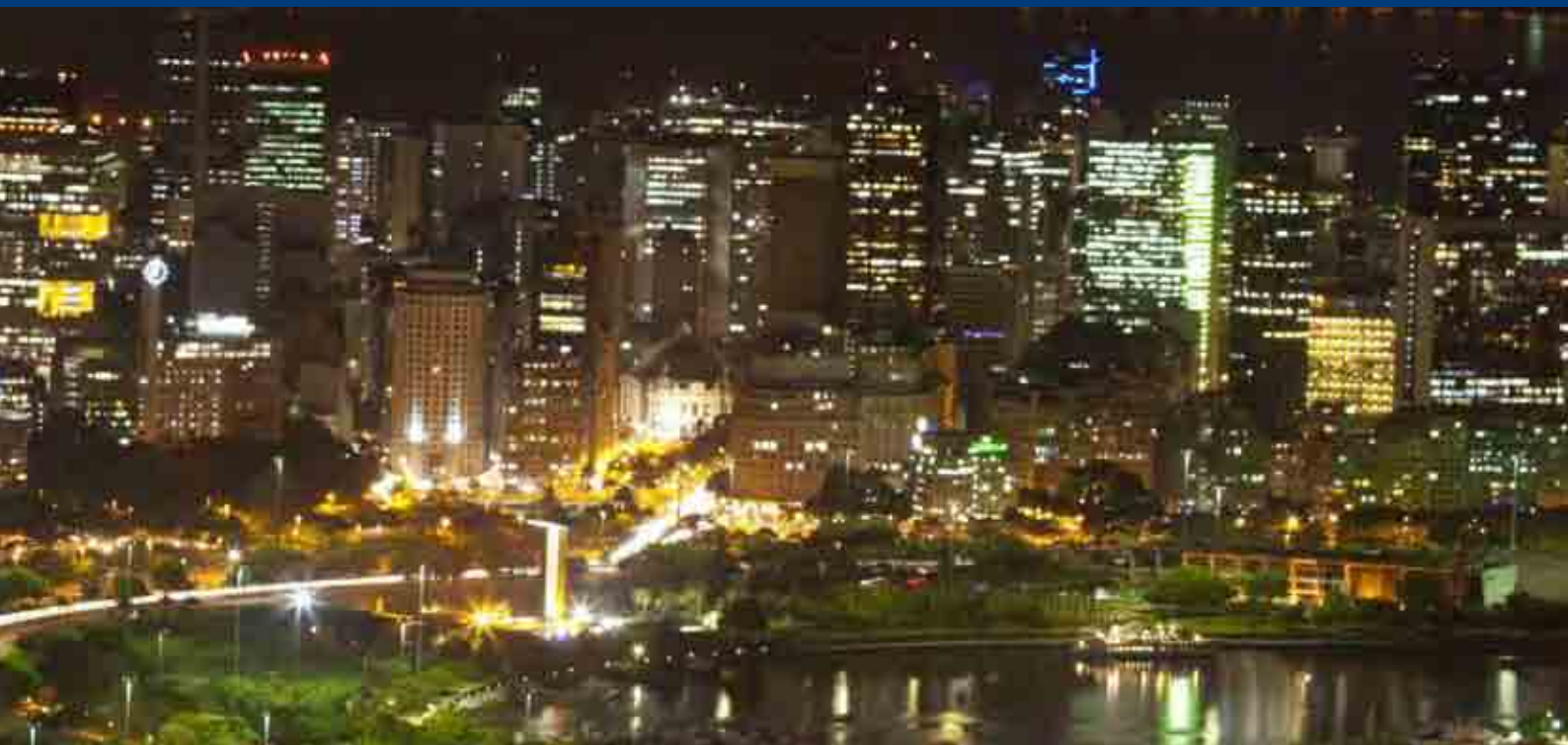
GERENTE REGIONAL DE APROVISIONAMIENTO
Eduardo López Miller
TELÉFONO (56-2) 2353 4635

Relación con inversionistas y accionistas

GERENTE DE INVERSIONES Y RIESGOS
Ricardo Alvial Muñoz
TELÉFONO (56-2) 2353 4682

CITIBANK NY
Teresa Loureiro-Stein
TELÉFONO (1-212) 816 6814

SANTANDER INVESTMENT
Ignacio Algora
TELÉFONO (34-91) 289 3951



Una empresa del Grupo Enel

Gerencia de Comunicación
Santa Rosa 76
Santiago, Chile
Tel (56 2) 2353 4400
www.enersis.cl