

endesachile12

Memoria Anual

endesachile
E

Una empresa del Grupo Enersis

Endesa Chile 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.



endesachile12

Bolsa de Comercio de Santiago
ENDESA

Bolsa de Nueva York
EOC

Bolsa de Madrid
XEOC

Endesa Chile se constituyó en 1943 bajo la razón social de Empresa Nacional de Electricidad S.A. En 1994 se modificaron los estatutos de la sociedad, incorporándose el nombre de fantasía "Endesa" y en 2005, se agregó el nombre de fantasía "Endesa Chile". La compañía está inscrita en el Registro de Comercio de Santiago, a fs. 61 N°62 y fs. 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 19 de enero de 1944. Tiene su domicilio social y oficinas principales en calle Santa Rosa 76, Santiago de Chile. Su capital social, al 31 de diciembre de 2012, era de \$1.331.714.085 miles, representado por 8.201.754.580 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas de comercio chilenas, en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE), en la forma de American Depository Receipts (ADR), y en la Bolsa de Madrid (Latibex). El objeto de la sociedad es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. La empresa también tiene por objeto prestar servicios de consultoría, realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y -asimismo- participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas. Endesa Chile es una compañía líder del sector eléctrico chileno y una de las principales sociedades eléctricas en los mercados en los que opera. Sus activos totales ascendieron a 6.488.689 millones al 31 de diciembre de 2012.

Obtuvo ingresos por \$2.369.386 millones, un resultado de explotación de \$632.209 millones y una utilidad después de impuestos de \$234.335 millones. Al término de 2012, la dotación de personal permanente de la empresa era de 2.355 trabajadores, de los cuales 1.177 se desempeñaban en Chile, 501 en Argentina, 441 en Colombia y 236 en Perú.

The background image is a high-angle aerial photograph of a rural landscape. It features a mix of dark green fields, lighter green pastures, and several thin, winding roads. In the bottom right corner, there's a large, dark, irregular shape that appears to be a body of water or a heavily shaded area of land. The overall scene is bathed in a warm, golden light, suggesting either sunrise or sunset.

Memoria anual 2012

01 p. 4 Carta del Presidente	02 p. 9 Hitos	03 p. 15 Principales indicadores financieros y de operación	04 p. 19 Identificación de la compañía y documentos constitutivos	05 p. 23 Propiedad y control
06 p. 27 Administración	07 p. 37 Recursos humanos	08 p. 45 Transacciones bursátiles	09 p. 49 Dividendos	10 p. 53 Política de inversión y financiamiento 2012
11 p. 57 Negocios de la compañía	12 p. 61 Inversiones y actividades financieras	13 p. 69 Factores de riesgo	14 p. 75 Marco regulatorio de la industria eléctrica	15 p. 91 Descripción del negocio eléctrico por país
16 p. 115 Medio ambiente y desarrollo sostenible	17 p. 121 Tecnología e innovación	18 p. 125 Participación en filiales y coligadas y cuadro esquemático	19 p. 131 Hechos relevantes de la entidad	20 p. 139 Identificación de las compañías filiales y coligadas
21 p. 154 Declaración de Responsabilidad	22 p. 156 Estados financieros			

Carta del Presidente

Estimadas y estimados accionistas:

Tienen ustedes en sus manos la Memoria Anual y los Estados Financieros de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2012 de la compañía. En las páginas que siguen, podrán revisar en detalle los principales hitos que marcaron el accionar de la empresa y los principales resultados obtenidos en el período.

Lo hago en un momento muy especial para la empresa. Este 2013, Endesa Chile celebrará su aniversario número 70. En todo este tiempo, hemos acompañado al país en los principales hitos de su camino al desarrollo, brindándole la energía necesaria para el crecimiento de sus empresas y para que las personas puedan acceder a condiciones de vida cada vez mejores. Hemos sido protagonistas y parte de la solución de muchos de los hitos que ha recorrido Chile en esta senda, y lo seguiremos haciendo. Ser un motor de desarrollo ha sido nuestra principal vocación y ese es el camino que hemos replicado en cada uno de los mercados en que estamos presentes.

Hoy estamos entre las empresas más importantes del país, y ello ha sido posible gracias al esfuerzo, al tesón y al empuje de cada uno de nuestros trabajadores, profesionales y técnicos. Ellos han sido el pilar de nuestro crecimiento y el principal activo para seguir creciendo en el futuro.

Estimados accionistas, quisiera esbozar en las siguientes líneas algunos de los principales aspectos de los resultados obtenidos por la compañía. Durante 2012, Chile nuevamente vivió los efectos de una ya prolongada sequía, la cual junto a otros episodios, afectaron negativamente nuestros números.

De este modo, el resultado neto atribuible a los propietarios de la controladora de Endesa Chile alcanzó \$234.335 millones durante 2012. Esto significó una disminución de 47,6% en relación al año anterior. Esta merma se debió en gran medida a un 5,6% de menor generación hidroeléctrica en Chile, generada por la sequía que señalaba con anterioridad. A su vez, la empresa tuvo que realizar mayores gastos en la compra de combustibles que ascendieron a \$43.641 millones, y enfrentar mayores costos por gastos de transporte por un total de



\$34.648 millones. Otro aspecto que impactó negativamente en el resultado fue el efecto de la quiebra de Campanario, lo cual implicó un desembolso de \$25.752 millones. A ello se suma, el menor EBITDA alcanzado en Argentina, el cual totalizó \$25.166 millones.

A pesar de los efectos desfavorables de esta coyuntura, nuestras operaciones han proseguido la senda del crecimiento. En este sentido, nuestra generación en Latinoamérica aumentó 1,4% en 2012. Con ello, totalizamos 53.517,4 GWh. Por otra parte, la capacidad instalada de la compañía creció 6,2% en Chile, al pasar de 5.611 MW a 5.961 MW, gracias a la entrada en operación comercial de la central Bocamina II, con lo cual el país cuenta con 350 MW de capacidad adicional.

En este mismo sentido, podemos destacar un crecimiento de 1,7% en las ventas de energía, las cuales llegaron a los 59.020 GWh. Este aumento se debió principalmente a las mayores ventas físicas que tuvimos en Colombia, Argentina y Perú. Si consideráramos Brasil, donde poseemos inversión de capital a través de Endesa Brasil, las ventas de energía habrían sido 66.311 MW en 2012, lo que equivaldría a un crecimiento de 2,3% respecto a 2011.

Así, los ingresos totalizaron los \$2.369.386 millones. El EBITDA alcanzó los \$833.850 millones, lo que significó un descenso de 14,4%, principalmente por los menores ingresos

percibidos, que se generaron producto de los menores precios promedio de venta de energía en Chile y Argentina; un mayor costo por consumo de combustible en Chile, Colombia y Perú; a los mayores costos por compras de energía en Colombia, Perú y Chile; así como a los mayores gastos de transporte que experimentamos en Chile.

Estimados accionistas, Endesa Chile tiene sólidas bases para seguir ocupando la posición de liderazgo que ostenta en Chile y en los mercados en que estamos presentes. Así lo ratifican las valoraciones que nos otorgaron las clasificadoras internacionales durante 2012. En este sentido, Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2, con perspectivas estables. Standard & Poor's, en tanto, mantuvo la clasificación internacional en BBB+ con perspectivas estables. Fitch Rating confirmó la clasificación en moneda local y extranjera en BBB+, así como también la clasificación de largo plazo en escala nacional en AA (cl), con perspectivas estables.

Endesa Chile es una empresa con una clara vocación internacional. Somos parte de uno de los mayores grupos energéticos del mundo, el grupo Enel y ello nos da el respaldo y la garantía para seguir creciendo con confianza en una región que ha demostrado ser una de las más dinámicas del globo, en momentos en que buena parte de las economías desarrolladas se debate en cómo recuperar la senda del crecimiento. Enel está presente en 40 países, genera, distribuye y comercializa energía a más de 60 millones de clientes, respetando a las comunidades y al medio ambiente. Este know how difícil de reproducir y esta extraordinaria experiencia las ponemos al servicio del desarrollo y crecimiento de los mercados de Sudamérica en que Endesa Chile se ha convertido en un actor más que relevante.

Esta capacidad de crecer y apostar por el desarrollo se ha expresado con claridad en varios de las naciones en que estamos presentes. Chile, Colombia y Perú han seguido caminos similares con un claro compromiso con los mercados abiertos, una apertura decisiva hacia el libre comercio y la inversión extranjera, así como con la estabilidad en sus cuentas fiscales. Ellos han articulado una vocación común que me gustaría destacar y que hoy se expresa en una apuesta compartida por volcarse hacia el Océano Pacífico. Se trata de economías dinámicas con enormes potenciales de crecimiento y su necesidad de

seguir desarrollando el sector eléctrico seguirá aumentando. Hoy ellas han logrado constituir de forma pragmática un nuevo actor regional, la Alianza del Pacífico, la cual tiene enormes perspectivas, en donde como empresa somos actores relevantes en tres de los cuatro países miembros, Chile, Perú y Colombia. A ello hay que sumar los requerimientos de mercados como el de Brasil y de Argentina, los que por su gran tamaño seguirán planteándonos el reto de ser capaces de acompañar su desarrollo.

Según los cálculos que hemos realizado, para el periodo 2013-2022, todos estos países necesitarán incorporar más de 100 GW de nueva capacidad instalada (Chile, Perú, Colombia, Brasil, y Argentina). O lo que es lo mismo, sumar 10.000 MW al año.

Como verán, la región tiene un enorme potencial de crecimiento para Endesa Chile y un reto especial será el ser capaces de aprovechar las fuentes energéticas locales, más abundantes, limpias y competitivas de cada país. El desafío es de magnitud y si no se asume, nuestras naciones podrían ver postergadas sus aspiraciones de alcanzar niveles de desarrollo y bienestar cada vez más altos.

Mencionaba el esfuerzo de integración que han hecho estos países, todos los cuales han sido dotados de recursos naturales que permitirán apuntalar su desarrollo. Como dije, sin energía no hay desarrollo. Y la tenemos: Perú, gas; Brasil, Colombia y Chile, agua. El desafío está en aprovechar plenamente estas energías primarias, recursos energéticos que son competitivos, abundantes, limpios y locales.

Junto a nuestra matriz Enersis, tenemos una amplia cartera de proyectos para hacer frente a estos requerimientos. Y tenemos la convicción de que su concreción sólo la podremos hacer creciendo de manera sostenible, ya que esta es la única forma de proveer un suministro eléctrico seguro, confiable, amigable con el medio ambiente y las comunidades, y a precios competitivos.

Estimados accionistas, esta cartera de proyectos que menciono supera los 11 GW en nueva capacidad de generación instalada, buena parte de los cuales se implementarán en los países que comparten esa vocación hacia el Pacífico que mencionaba con anterioridad.

Notable es que, en materia energética, la Alianza del Pacífico ha comenzado a hacer realidad asuntos que antes sólo estaban en mente de académicos y especialistas. Así, en materia de interconexión regional de los sistemas eléctricos, ya es posible advertir avances. El tema ha sido ampliamente discutido en encuentros gubernamentales tan relevantes como las recientes cumbres de la Comunidad de Estados de Latino América y el Caribe, celebrada en Santiago, y la que sostuvo la Alianza del Pacífico, en la misma ciudad por esas fechas. De concretarse, países como Perú y Colombia van a poder exportar valor agregado porque, como he mencionado, han sido dotados de fuentes naturales que están convirtiendo energía.

Señores accionistas, en Endesa Chile todos sentimos el orgullo de ser parte de la principal empresa eléctrica del país. Los desafíos que tenemos por delante nos obligan a ser serios y enérgicos con el tipo de decisiones que el país debe tomar para concretar su anhelo de alcanzar, en los próximos años, el pleno desarrollo.

Es por ello que hoy más que nunca tenemos que hacer ver que Chile no alcanzará el desarrollo si todos no asumimos nuestras responsabilidades para que así sea. Las empresas, los distintos actores sociales, pero sobre todo el Poder Ejecutivo y el Legislativo tienen que hacer lo suyo para que el país fortalezca su matriz energética, aproveche en plenitud las energías primarias con que ha sido dotado, recursos energéticos competitivos, abundantes, limpios y locales. Hace un año celebrábamos que el gobierno fijara una agenda clara en materia eléctrica, la Estrategia Nacional de Energía, para el período 2012 – 2030, presentada en enero de 2012. Y hoy es hora de hacerse cargo por lo que en este período se haya dejado de hacer para convertir esta agenda en realidad.

Así como hay países vecinos que han sido bendecidos por contar con recursos como el petróleo o el gas natural, nuestra geografía y la naturaleza nos dotaron con una potente fuente

de energía. El petróleo de Chile es el agua y el agua es energía. Es hora de ponerse de pie y aprovechar este recurso que, recordemos una vez más, y como lo he dicho en múltiples artículos, nos permitirá beneficiarnos de la ventana de oportunidad de una década que tenemos para alcanzar el ingreso per cápita que tenían los países europeos antes de la crisis del 2008. Pero eso lo lograremos sólo si tenemos energía competitiva, abundante, limpia y local, como es el caso de nuestras fuentes hídricas.

Sin embargo, el silencio nos está castigando al no posibilitar su pleno aprovechamiento. Afortunadamente, se ha podido comenzar a desmitificar algunas afirmaciones sobre la materia, como por ejemplo, que el desarrollo de centrales como la de HidroAysén inundarían la Patagonia.

Por eso, estimados accionistas, llama profundamente la atención que en casi 20 meses no se haya reunido el Comité de Ministros para adoptar una resolución sobre las reclamaciones que se han presentado sobre el proyecto HidroAysén. No nos olvidemos que una de las ventajas relevantes de contar con una institucionalidad robusta, eficiente y que funcione a plenitud, es la existencia de plazos que tienen que ser cumplidos por todos sin distinción. Esos plazos, insisto, hay que cumplirlos.

Quisiera destacar también otro asunto de gran relevancia para nuestro sistema eléctrico: la interconexión. Al presentar su Estrategia Nacional de Energía, hace poco más de un año, el Gobierno esbozó la propuesta de interconectar el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El principal objetivo de la propuesta era poder aprovechar en plenitud las capacidades de generación existentes en ambos sistemas de una manera complementaria. Múltiples actores de todo el espectro político, empresarial y académicos se han sumado a llamar la atención sobre la importancia como la urgencia de esta esperada iniciativa.

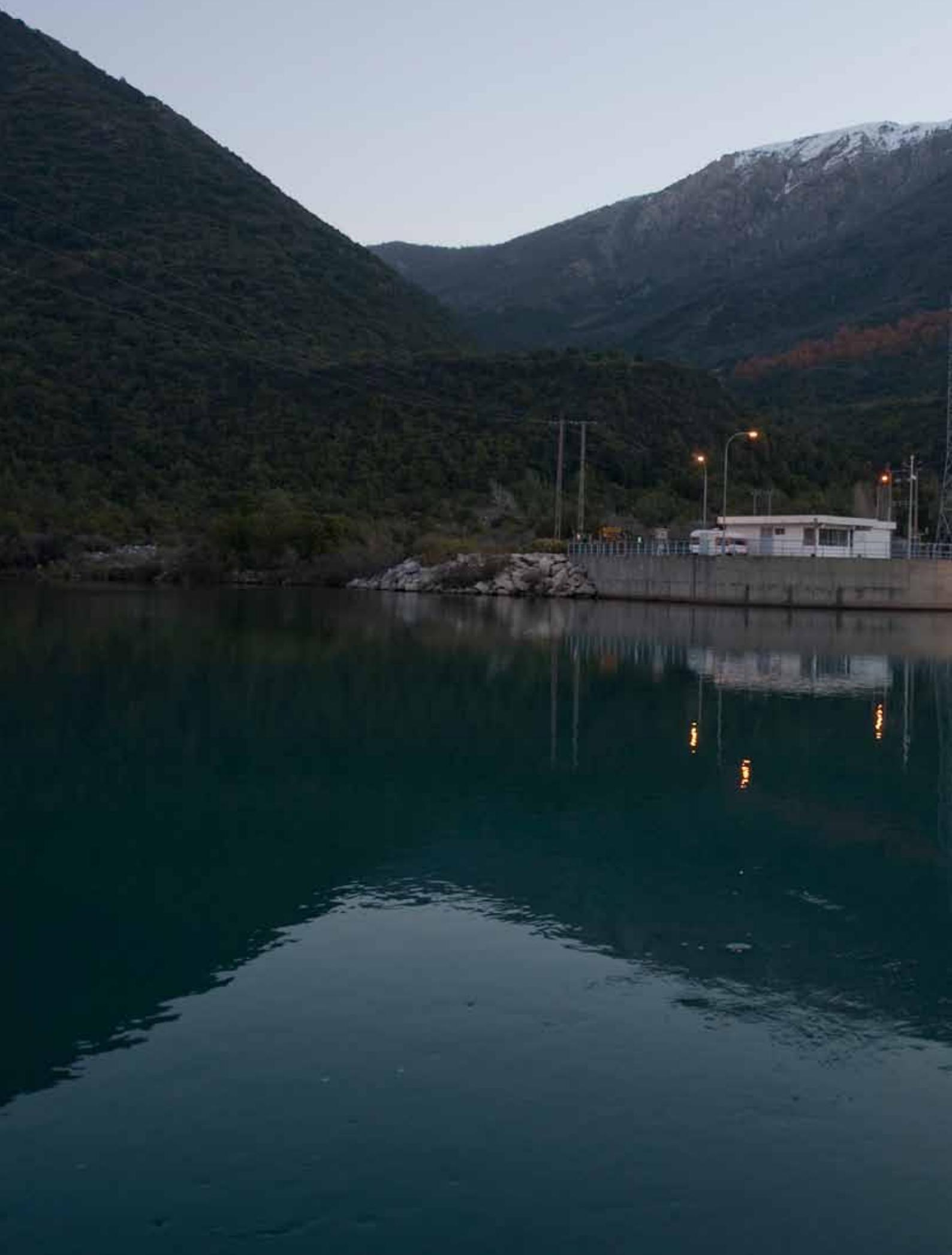
Sabemos que este primer intento de impulsar la interconexión a través de un mecanismo de licitación no pudo llevarse a cabo. Cumplir esta tarea es responsabilidad del Gobierno, del Parlamento, de las empresas y de toda la sociedad. Chile necesita un sistema robusto, competitivo, limpio. De ser necesarios perfeccionamientos para solucionar esta urgente necesidad, creemos que todos los sectores deben apoyar estos ajustes legales para que podamos concretarlos a la brevedad. Esperamos que el gobierno arribe a una buena alternativa que pueda ser tramitada prontamente y que se generen los consensos necesarios. El país lo necesita y no se puede esperar.

Como corresponde a todo sistema democrático, este 2013 será un año en que la ciudadanía habrá de elegir a las autoridades y representantes que habrán de guiar los destinos del país por los siguientes cuatro años. Estos períodos electorales son momentos definitivos para los rumbos que deben adoptar las naciones en su camino hacia el pleno desarrollo, algo de lo que como nunca antes, estimados accionistas, estamos muy cerca de lograr. Por lo mismo, la peor de las tentaciones es que la coyuntura política nos lleve al inmovilismo. Las decisiones que debemos tomar sobre el desarrollo energético no pueden esperar. Creemos que el poder Ejecutivo y el Congreso estarán a la altura y tomarán las medidas que hay que adoptar, puesto que sabemos que entienden que sus decisiones afectarán el desarrollo de nuestro país no solo a mediano sino también a largo plazo.

La meta de cruzar pronto el umbral del pleno desarrollo depende de ello.



Jorge Rosenblut
Presidente



02



hitos



Hitos 2012

Acuerdo con Contac para monitoreo predictivo de centrales generadoras

Endesa Chile firmó un convenio con Contac, quienes en conjunto con 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 que posee la compañía. El objetivo es utilizar esta herramienta informática para potenciar al Centro de Monitoreo y Diagnóstico (CMD) de Endesa Chile, que juega un papel relevante en el análisis permanente de los centros de explotación. Esto, con el fin de generar mejoras en los procesos, detectar anomalías y detectar las alertas tempranas a posibles fallas, de modo de evitarlas y así poder generar los mantenimientos de una manera programada.

Enero



Se concretan en Puerto Fuy proyectos que mejoran servicios de urgencia, salud y turismo

A través de las Mesas de Trabajo que mantiene Endesa Chile con la localidad de Puerto Fuy, y también con otras localidades y comunidades de Panguipulli, se desarrolló una iniciativa para mejorar los servicios de urgencia, salud y turismo de la zona, beneficiando a más de 500 habitantes y a quienes visiten la zona. Las Mesas de Trabajo, instancias integradas por los vecinos de la localidad y la compañía, han permitido ejecutar proyectos presentados por la propia comunidad, luego de ser evaluados y estudiados.

Comienza optimización societaria para fortalecer operación en mercado energético

El Directorio de Endesa Chile acordó dar inicio a una operación de optimización societaria de determinadas filiales nacionales de la compañía, a través de un proceso de fusiones escalonadas y sucesivas. La operación busca simplificar la malla societaria, lo cual implica la absorción de las filiales Ingendesa, Compañía Eléctrica San Isidro, Central Eléctrica Tarapacá, Inversiones Endesa Norte, Endesa Eco, Enigesa y Empresa Eléctrica Pangue.

Febrero



Comunidades pehuenche son capacitadas en métodos de conservación, manejo de forraje y maquinaria agrícola

En el marco del convenio de cooperación que lleva adelante Endesa Chile, a través de Fundación Pehuén, y la Universidad Austral, 30 vecinos integrantes de las comunidades socias de la entidad, y que practican la ganadería como su principal fuente de ingresos, fueron capacitados en métodos de conservación, manejo de forraje y empleo de maquinaria. La jornada estuvo a cargo de médicos veterinarios de la universidad y contempló el desarrollo de talleres para lograr identificar las principales especies forrajeras, así como las variables agroclimáticas que se deben considerar, junto con la incorporación de elementos químicos.

Destacada participación en premios Latin America's Investor Relations Awards

Endesa Chile destacó en la primera versión de los LirA'11 -Latin America's Investor Relations Awards 2011-, con reconocimientos en 9 de las 12 categorías que contempla. La compañía logró el primer lugar en Mejor Comunicación de Gobierno Corporativo y Mejor Comunicación de Resultados Financieros, y alcanzó la tercera posición en Mejor Departamento de Relaciones con Inversionistas, además de Mejor Jefe de Relaciones con Inversionistas. Los premios Lira son los únicos 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.

Marzo



Endesa Chile y Seremi de Energía entregan agendas sobre eficiencia energética en escuela del Alto Biobío

A través de su programa Energía para la Educación, Endesa Chile en conjunto con el Seremi de Energía para las regiones del Maule, Biobío y la Araucanía, Rodrigo Torres, realizaron la entrega de más de 350 agendas de Eficiencia Energética (EE) a profesores y alumnos de la Escuela Básica E-970 Ralco, que cuenta con diez niveles, desde Pre-Kinder a 8º básico. La agenda nació del trabajo conjunto entre Endesa Chile y el Grupo Santillana, mediante la selección de temas vinculados a la EE, plasmados en textos educativos. Todo este trabajo fue realizado con el objetivo de acercar de manera más pedagógica y lúdica el uso eficiente de la energía a las nuevas generaciones.

Abril



Becas de transporte ayudan a estudiantes de Panguipulli
Por quinto año consecutivo, Endesa Chile puso a disposición de 6 localidades de Panguipulli recursos para Becas de Transporte, para los estudiantes de enseñanza básica, media y superior que necesitan trasladarse a sus centros de estudios, ya sea en la comuna como en otras regiones del país. Estas becas forman parte de las acciones que desarrolla el programa Energía para la Educación, el que durante sus años de operación en la zona ha beneficiado a más de 2.960 alumnos.

Alumnos del programa Energía para la Educación aumentan sus puntajes SIMCE

Alumnos de los establecimientos educacionales que pertenecen a la red que apoya el programa Energía para la Educación, obtuvieron excelentes resultados en el examen del Sistema Nacional de Evaluación (SIMCE), aplicado por el Ministerio de Educación. Las escuelas que forman parte de la red que apoya la compañía avanzaron significativamente en los puntajes de lenguaje y matemáticas. En la medición, 25% de estos establecimientos alcanzaron un sostenido avance en la prueba SIMCE, destacando las escuelas Paranal, Francisco Chávez, Ralco Lepoy y Rosa Medel, con mejoras de hasta 80 puntos, llegando a cerca de los 300 puntos.

Se inician Fondos Concursables para desarrollo comunitario en Coronel

Por quinto año consecutivo Endesa Chile dio inicio a las postulaciones a Fondos Concursables que benefician a las organizaciones sociales de los sectores Los Rojas, La Colonia y Cerro Obligado, en la comuna de Coronel. Se destinaron \$30 millones a iniciativas presentadas por las organizaciones y que tienen como objetivo el beneficio comunitario. Estos recursos forman parte del programa de RSE que impulsa Endesa Chile en los sectores aledaños a las centrales Bocamina I y II.

Mayo



Primeros en Latinoamérica en certificar una central de ciclo abierto a gas en la norma ISO 50001

Endesa Chile se convirtió en la primera compañía del sector 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 térmica Quintero aprobó con cero "No Conformidades" la auditoría de certificación realizada por Aenor, transformando a esta planta en la primera central de ciclo abierto del Grupo Enel, a nivel mundial, en recibir esta validación, y a Endesa Chile en la primera compañía del sector utilities de Latinoamérica en contar con una certificación ISO 50001.

Junio



Operadores de centrales térmicas son capacitados con moderno simulador

Contar con operadores de alto nivel profesional, amplio dominio de la tecnología que utilizan y con la capacidad necesaria para resolver situaciones complejas de operación, es el objetivo de Endesa Chile, el cual se puso en marcha a través de una serie de cursos de capacitación dirigidos a operadores de centrales térmicas en el país. Para ello, se implementó un Moderno Simulador de centrales térmicas, el primero en el país que se utiliza para el entrenamiento especializado, donde los participantes se deben enfrentar a condiciones reales de crisis y contingencias.

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 Endesa Chile durante el proceso de evaluación, el que se extendió por más de tres años.

Clasificación de Riesgo

Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Endesa Chile con perspectivas estables.

Se logra acuerdo con vecinos de El Esfuerzo, en Coronel, para desarrollar estudio de mecánica de suelo

Tras meses de negociación, vecinos de El Esfuerzo y Endesa Chile firmaron un acuerdo para desarrollar un estudio técnico y determinar la situación del terreno en el cerro aledaño a Bocamina II. Los resultados servirán para definir el estado del subsuelo del sector, logrando certidumbre respecto de las condiciones de habitabilidad. El acuerdo nace del diálogo desarrollado en una mesa de trabajo instalada en 2011, e integrada por el Gobernador Provincial de Concepción, Luis Santibáñez; el Alcalde de Coronel, Leonidas Romero; dirigentes vecinales y representantes de Endesa Chile.

Acuerdo entre vecinos de La Colonia, municipio de Coronel, Serviu y Endesa Chile permitió la erradicación de 80 familias

Ochenta familias del sector Amengual de La Colonia, en Coronel, firmaron las escrituras como propietarios de sus nuevas viviendas, mejorando considerablemente su calidad de vida y condiciones de habitabilidad. Este logro se consiguió luego de un acuerdo alcanzado entre los vecinos, la Municipalidad de Coronel, el Serviu de la Región del Biobío y Endesa Chile, a través de un proceso de diálogo abierto y transparente liderado por el Serviu, tras definirse por el Sernageomin que los terrenos donde se emplazaban las viviendas no eran habitables. Las familias dejaron sus antiguas casas, emplazadas en terrenos que no son compatibles con la construcción y que ponían en riesgo la seguridad de sus habitantes.

Inversiones Tricahue y Endesa Chile alcanzan acuerdo por contrato de suministro eléctrico

Los directores de ambas entidades aprobaron un acuerdo que permitió la firma de un nuevo contrato de suministro eléctrico entre Endesa Chile y su filial Pehuenche. El pacto resuelve la totalidad de las materias pendientes y contempla, además, el pago de un dividendo provisario en Pehuenche SA, con el objetivo de saldar las diferencias de precio derivados del contrato, vigente desde 2007.

Importante avance en ranking de las empresas más responsables del país

Endesa Chile ocupó el séptimo lugar entre las empresas socialmente más responsables de Chile, de acuerdo al ranking elaborado por Fundación PROhumana, que desarrolla en conjunto con revista Qué Pasa y que cuenta con el patrocinio de la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC). De esta manera, Endesa Chile consolida su aicionar en el ámbito de la Responsabilidad Social Empresarial, ratificando su posición de liderazgo en este estudio, el más importante a nivel nacional. La preocupación por sus trabajadores, la comunidad y su entorno, sus clientes y el cuidado del medio ambiente, convierten a la generadora en una de las empresas más sostenibles del país.

Julio



Aaosto



Primer lugar en sector generación de ranking Eva 2012

En el marco del Ranking Eva 2012, que desarrolla Econsult en conjunto con revista Qué Pasa, Endesa Chile fue premiada con el primer lugar entre las empresas del sector de energía-generación, que fue destacada por expertos debido a la gestión profesional que equilibra exitosamente las variables del negocio. Eva mide la rentabilidad generada por una empresa por sobre la exigida a los recursos empleados, en función del riesgo de las actividades que realiza la compañía.

Premiados por mayor creación de valor en sector utilities

En el ranking de las compañías que lideraron en ventas, rentabilidad y creación de valor, realizado por el departamento de estudios de renta variable de Santander Global Banking and Markets, Endesa Chile destacó con el premio a la "Mayor Creación de Valor 2011, Sector Utilities". La medición se elaboró siguiendo una estricta metodología con el propósito de depurar al máximo la serie final.

Plan de apoyo beneficia a comunidades pehuénche en Alto Biobío

Con positivos resultados se desarrolla el Plan de Asistencia de Continuidad (PAC) de Endesa Chile, que entrega asistencia técnica y asesoría permanente a familias de las comunidades El Barco y Ayin Mapu ubicadas en Alto Biobío, en actividades realizadas a través de programas de ámbito productivo, social, cultural y turístico. Asistencia técnica, capacitación y empoderamiento de las organizaciones comunitarias, además del fortalecimiento de sus raíces para conservar sus tradiciones, son parte de las múltiples labores que se realizan con las comunidades.

Ciclo de cine en 40 colegios de ocho regiones del país

"Cine en tu Escuela" fue la iniciativa que impulsó Endesa Chile y que permitió realizar 26 funciones gratuitas en una red de 40 establecimientos educacionales ubicados en diversas zonas del país, y que son parte del programa Energía para la Educación. Más de 7.500 estudiantes disfrutaron de una selección de películas con los títulos más taquilleros del año. El ciclo de cine contempló la medición de la Huella de Carbono de todo el evento, con la finalidad de compensar las emisiones con la compra de bonos de carbono, proceso que será certificado y asesorado por Fundación Chile.

Convenio con Crystal Lagoons permitirá investigación en tecnologías de enfriamiento

En el marco de su área de I+D+i, Endesa Chile firmó un convenio con la empresa Crystal Lagoons para la investigación en terreno de la aplicación del concepto y tecnología de lagunas de enfriamiento para centrales térmicas, como alternativa a sistemas convencionales. El proyecto, cuya ejecución se encuentra condicionada a la obtención de las aprobaciones ambientales, consiste en la realización de experimentos para 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 5.000 m², que permitirá probar en terreno la efectividad de esta tecnología.

Parque Eólico Canela II se registra en circuito MDL de Naciones Unidas

Endesa Chile registró en el circuito de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de la Oficina de Cambio Climático de Naciones Unidas (UNFCCC), el Parque Eólico Canela II que opera en la Región de Coquimbo. La entidad ratificó el registro con la publicación en el sitio Web del organismo, lo que permitirá verificar y, posteriormente, comercializar las emisiones de GEI, las que se estiman por un total de 89.990 toneladas de CO₂ equivalente al año (tonCO₂e/año). El Parque Eólico Canela II se convierte en el quinto proyecto del Grupo en Sudamérica en conseguir este registro, sumándose a la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua (2007); al Parque Eólico Canela I (2009); a la central térmica Ventanilla (2011) y la repotenciación de la central hidroeléctrica Callahuana (2008), ambas en Perú.

Octubre



Se implementan bibliotecas de aula en escuelas de Energía para la Educación

A través de su programa, Endesa Chile realizó la entrega de laboratorios de matemáticas para los 40 establecimientos educacionales que pertenecen a su red de escuelas en todo el país. Los laboratorios de aula son un programa de acercamiento y sensibilización a las matemáticas, que busca proporcionar tanto a los docentes como a los alumnos, los recursos para trabajar en forma efectiva en este campo.

Ratificación de clasificación de riesgo

Standard & Poor's confirmó la clasificación internacional para Endesa Chile en "BBB+" con perspectivas estables. Esto tuvo lugar con motivo de la revisión realizada a Enel SpA y Endesa España en días anteriores, donde se mantuvieron ambas clasificaciones pero con una rebaja en las perspectivas desde estables a negativas, producto de la rebaja aplicada a España.

Se pone en operación comercial Bocamina II

La compañía puso a disposición del Sistema Interconectado Central la central Bocamina II, unidad de 350 MW de capacidad instalada.

Se concreta convenio con Santillana para mejorar calidad de la educación en 40 establecimientos del país

Con el propósito de consolidar el trabajo en materia de educación que vienen desarrollando desde 2010 el Grupo Santillana y Endesa Chile, ambas entidades firmaron un convenio de cooperación orientado a mejorar la calidad de la educación de alumnos que viven en condiciones de vulnerabilidad. El acuerdo permitirá ampliar la labor que se desarrolla en los 40 establecimientos que son parte de la red de escuelas que apoya Endesa Educa, a través del programa Energía para la Educación.

Noviembre



Vecinos de comunidad Juan Quintumán y localidad de Neitume reciben certificación por capacitación

Más de 50 vecinos de la comunidad Juan Quintumán y de la localidad de Neitume, en la comuna de Pangüipulli, fueron los beneficiados con los cursos de sanidad animal, artesanía en palillo y peluquería. Estas jornadas de formación nacen de la propia comunidad y son impulsadas por Endesa Chile en su constante aporte al desarrollo de la comunidad.

Construcción de Punta Alcalde permitirá mejorar calidad de aire en Huasco

En diciembre de 2012, el Comité de Ministro aprobó el EIA del proyecto térmico Punta Alcalde, iniciativa que contará con una capacidad instalada de 740 MW. Punta Alcalde adoptará los más altos estándares en tecnología, eficiencia y compromiso ambiental, considerando parámetros de nivel internacional en materia de emisiones y operación. Entre los compromisos voluntarios que adquirió Endesa Chile, se alcanzó 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.

Se refuerza información a comunidad de Huasco con Plan Comunitario

Un plan de la relación comunitaria fue la estrategia que decidió implementar Endesa Chile, gestor del proyecto térmico Punta Alcalde, para insertarse en la comunidad de Huasco y responder a todas las dudas y consultas relacionadas con la iniciativa energética. La compañía estableció un equipo permanente en terreno y fijó en Huasco una Casa Abierta del proyecto, a disposición de los vecinos, para informar y aclarar las dudas que tengan sobre el proyecto en sus distintas fases de desarrollo.

Diciembre



Clasificación de riesgo

Fitch Rating ratificó la clasificación de riesgo en moneda local y extranjera de Endesa Chile en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA (cl)'. Las perspectivas son "estables".

endesa chile
CENTROS DE : E

EXPLOR

CONTRO

CONTRO

MONTE

03

principales indicadores financieros y de operación

p. 16
Principales
indicadores
financieros y de
operación



1. Principales indicadores financieros y de operación

	Al 31 de diciembre de cada año (cifras en millones de pesos nominales)				
	2008 (1)	2009 (1)	2010 (1)	2011 (1)	2012 (1)
Activo total	6.678.905	6.169.353	6.034.872	6.562.013	6.488.690
Pasivo total	3.976.951	3.214.351	2.930.045	3.120.873	3.054.046
Ingresos de explotación	2.536.388	2.418.919	2.435.382	2.404.490	2.369.386
Ebitda	1.060.768	1.257.072	1.070.438	973.890	833.850
Resultado neto (2)	433.177	627.053	533.556	446.874	234.335
Índice de liquidez	0,92	0,96	0,83	1,02	0,77
Coeficiente de endeudamiento (3)	1,47	1,09	0,94	0,91	0,89

- 1) 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 Endesa Chile tiene participación, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto a partir de 2008 se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.
- 2) A partir de 2008, corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
- 3) Pasivo total/patrimonio más interés minoritario.

	Al 31 de diciembre de cada año				
	2008	2009	2010	2011	2012
ARGENTINA					
Número de trabajadores	325	332	404	415	501
Número de unidades generadoras	20	20	20	20	20
Capacidad instalada (MW)	3.652	3.652	3.652	3.652	3.652
Energía eléctrica generada (GWh)	10.480	11.955	10.940	10.801	11.289
Ventas de energía (GWh)	11.098	12.405	11.378	11.381	11.852
CHILE					
Número de trabajadores	1.123	1.172	1.151	1.155	1.177
Número de unidades generadoras	65	110	107	107	108
Capacidad instalada (MW)	5.283	5.650	5.611	5.611	5.961
Energía eléctrica generada (GWh)	21.267	22.239	20.914	20.722	20.194
Ventas de energía (GWh)	21.532	22.327	21.847	22.070	21.277
COLOMBIA					
Número de trabajadores	404	415	430	441	441
Número de unidades generadoras	29	29	30	30	30
Capacidad instalada (MW)	2.895	2.895	2.914	2.914	2.914
Energía eléctrica generada (GWh)	12.905	12.674	11.283	12.090	13.294
Ventas de energía (GWh)	16.368	16.806	14.817	15.112	16.304
PERÚ					
Número de trabajadores	219	224	228	230	236
Número de unidades generadoras	24	25	25	25	25
Capacidad instalada (MW)	1.467	1.667	1.668	1.668	1.657
Energía eléctrica generada (GWh)	8.102	8.163	8.466	9.153	8.740
Ventas de energía (GWh)	8.461	8.321	8.598	9.450	9.587





04

identificación de la compañía y documentos constitutivos

p. 20
Identificación de la
compañía

p. 20
Documentos constitutivos

p. 21
Objeto social

1. Identificación de la compañía

Nombre	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa o Endesa Chile)
Tipo de entidad	Sociedad Anónima Abierta inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile con el número 114.
Rut	91.081.000-6
Dirección	Santa Rosa 76
Código Postal	833-0099 SANTIAGO
Teléfono	(56-2) 2630 9000
Fax	(56-2) 2635 3938 / (56-2) 2635 4720
Casilla	1392, Santiago
Sitio Web	www.endesa.cl
Correo electrónico	comunicacion@endesa.cl
Teléfono relación con inversionistas	(56-2) 2353 4682
Fax relación con inversionistas	(56-2) 2378 4782
Audtores externos	KPMG Auditores Consultores Ltda.

2. Documentos constitutivos

La Empresa Nacional de Electricidad S.A. fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943, ante el notario de Santiago don Luciano Hiriart Corvalán.

Por Decreto Supremo de Hacienda N°97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos, que señalaban que el objeto de la sociedad era explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y, en particular, realizar el Plan de Electrificación del país aprobado por el Consejo de CORFO, en la sesión N°215, del 24 de marzo de 1943.

El extracto de la escritura social y el decreto mencionado se publicaron conjuntamente en el Diario Oficial del 13 de enero de 1944, y se inscribieron en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 61 N°62 y fojas 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 17 de enero de 1944.

Su instalación legal fue declarada mediante Decreto Supremo del Ministerio de Hacienda N°1.226, del 23 de febrero de 1945, publicado en el Diario Oficial el 6 de marzo de 1945 e inscrito en el Registro de Comercio de Santiago, a fojas 727 N°532, el 16 de marzo del mismo año.

Los estatutos de la sociedad han experimentado numerosas modificaciones, entre las que cabe destacar la de 1980, que eliminó de sus objetivos la realización del Plan de Electrificación del país,

responsabilidad que la Ley asignó a la Comisión Nacional de Energía; la de 1982, que adecuó sus estatutos a la Ley N°18.046, Ley de Sociedades Anónimas; la de 1987, que adaptó sus estatutos a las normas del Decreto Ley N°3.500 de 1980, permitiendo así, que recursos administrados por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) pudieran ser invertidos en títulos emitidos por la empresa; y la de 1988, que amplió el objeto social incluyendo en él la prestación de servicios de consultoría.

Debe mencionarse, al mismo tiempo, la modificación de 1992, que amplió el objeto social, permitiendo a la compañía realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar, para ello, directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero. También se cuenta la modificación de 1994, que incorporó a sus estatutos el nombre de fantasía "Endesa" y elevó su capital con el fin de que parte de ese aumento fuera colocado en los mercados internacionales, a través del mecanismo de los ADR, y que adaptó sus estatutos a las nuevas normas introducidas por la Ley N°19.301 al Decreto Ley N°3.500, de 1980, lo que permitió -entre otras

adecuaciones- incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria a 26%; la de 1995, que modificó el sistema de arbitraje, permitiendo que las dificultades entre los accionistas o entre estos y la sociedad o sus administradores se resolvieran alternativamente por arbitraje o a través de la justicia ordinaria; la de 1999, que permitió incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria al 65% del capital con derecho a voto de la sociedad; la de 2005, que modificó los estatutos sociales en el sentido de incorporar como nombre de fantasía de la compañía el de “Endesa Chile”, adicional al de Endesa; la de 2006, por la que se incorporó a los estatutos sociales un nuevo título, denominado “Comité de Directores y Comité de Auditoría”, con el fin de consagrar estatutariamente una serie de normas relativas, tanto al Comité de Directores a que se refiere la Ley N°18.046, como al Comité de Auditoría que creó el Directorio de la sociedad, en cumplimiento de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, a cuya sujeción está sometida la empresa por tener registrados ADR y bonos en dicho mercado; la de 2007, por la que se modificaron los artículos 5º permanente y 1º transitorio de los estatutos sociales, para reflejar el actual capital de la sociedad y la forma en que éste ha sido suscrito y pagado; la de 2008, por la que se modifican los incisos 3º y 4º del artículo 44, adecuándolos al artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, a fin de reemplazar tanto la obligación del Directorio de enviar una copia del balance y memoria de la sociedad, en una fecha no posterior a la del primer aviso de citación a Junta Ordinaria de Accionistas, a cada uno de los accionistas inscritos en el respectivo registro, como la obligación de enviarles una copia del balance y del estado de ganancias y pérdidas cuando éstos fueron modificados por la Junta, dentro de los 15 días siguientes, por la obligación, en ambos casos, de poner a disposición de dichos accionistas los referidos documentos, en las mismas oportunidades señaladas; y la de 2010, por la que se modificaron: (a) diversos artículos de los estatutos para adecuar algunos a la Ley de Sociedades Anónimas y a la Ley de Mercado de Valores, que fueron modificadas por la Ley N°20.382 sobre perfeccionamiento

de los Gobiernos Corporativos, y otros para adecuarlos a las disposiciones del Reglamento de Sociedades Anónimas; y (b) el Título IV de los estatutos “Comité de Directores y Comité de Auditoría”, para efectos de fusionar ambos comités, reflejando los cambios y requisitos de independencia introducidos al artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas por la precitada Ley N°20.382.

3. Objeto social

La sociedad tiene por objeto principal explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas.

Adicionalmente, la compañía tiene como objeto prestar servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar obras de infraestructura civiles o hidráulicas directamente relacionadas con concesiones de obras públicas; explotar los bienes que conforman su activo; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en el campo energético y en aquellas actividades o productos relacionados directamente con la energía; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en procesos industriales en que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos.

Además, la sociedad puede invertir en bienes inmuebles y en activos financieros, títulos o valores mobiliarios, derechos en sociedades y documentos mercantiles en general, siempre y cuando se relacionen con el objeto social, pudiendo adquirirlos, administrarlos y enajenarlos.

En el cumplimiento de su objeto social, la sociedad puede actuar directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero.

En la compañía, no se recibieron comentarios respecto de la marcha de los negocios .



05

propiedad y control

p. 24
Estructura de propiedad

p. 24
Identificación de los
controladores

p. 24
Nómina de los doce
mayores accionistas de
la compañía

p. 25
Cambios de mayor
importancia en la
propiedad

p. 25
Transacciones
bursátiles efectuadas
por personas
relacionadas

p. 25
Síntesis de
comentarios y
proposiciones
del Comité de
Directores y de los
accionistas

1. Estructura de propiedad

Al 31 de diciembre de 2012, el capital accionario de la sociedad ascendía a 8.201.754.580 acciones suscritas y pagadas, distribuidas en 17.606 accionistas.

Accionistas	%
Enersis S.A.	59,98%
ADR (Citibank N.A.)	4,56%
AFP's	14,13%
Personas naturales	3,64%
Otros	11,43%
Corredores de bolsa	6,27%

2. Identificación de los controladores

Enersis S.A. es el controlador de Endesa Chile, con 59,98% de participación directa. Enersis S.A. no tiene acuerdo de actuación conjunta.

Cabe mencionar que, durante 2012, no hubo transacciones de accionistas mayoritarios de la compañía.

3. Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Nombre	Rut	Cantidad de Acciones	% de Participación
Enersis S.A. (1)	94.271.000-3	4.919.488.794	59,98%
Citibank N.A. según circular N°1.375 SVS	59.135.290-3	373.637.010	4,56%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97.004.000-5	206.032.823	2,51%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	76.645.030-K	191.374.091	2,33%
AFP Provida S.A para fondo de pensión tipo C	98.000.400-7	190.767.203	2,33%
AFP Habitat S.A. para fondo de pensión tipo C	98.000.100-8	153.095.289	1,87%
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	97.036.000-K	148.599.078	1,81%
AFP Capital S.A. para fondo de pensión tipo C	98.000.000-1	127.078.708	1,55%
Banchile C. de B.S.A.	96.571.220-8	111.076.714	1,35%
AFP Cuprum S.A. para fondo de pensión tipo C	98.001.000-7	101.764.663	1,24%
AFP Provida S.A para fondo de pensión tipo B	98.000.400-7	69.150.116	0,84%
AFP Habitat S.A. para fondo de pensión tipo B	98.000.100-8	66.776.268	0,81%
TOTAL		6.658.840.757	81,19%

(1) Enersis S.A. es filial de Endesa Latinoamérica, S.A., sociedad española controlada en 100% por Endesa (España).



4. Cambios de mayor importancia en la propiedad

Los cambios de mayor importancia que se produjeron en la propiedad de Endesa Chile, durante 2012, se indican a continuación:

- Citibank N.A., según circular N°1.375 SVS, disminuyó su participación de 4,90% en 2011, a 4,56% en 2012.
- AFP Provida S.A. aumentó su participación de 3,83% en 2011 a 4,15% en 2012.
- AFP Habitat S.A. disminuyó su participación de 3,65% en 2011, a 3,50% en 2012.
- AFP Capital S.A. disminuyó su participación de 3,24% en 2011, a 3,10% en 2012.
- AFP Cuprum S.A. disminuyó su participación de 3,12% en 2011, a 2,75% en 2012.
- Banco Itaú por cuenta de inversionistas extranjeros aumentó su participación de 1,89% en 2011, a 2,33% en 2012.
- Banco Santander por cuenta de inversionistas extranjeros aumentó su participación de 1,54% en 2011, a 1,81% en 2012.
- LarrainVial S.A. Corredora de Bolsa, aumentó su participación de 0,45% en 2011, a 0,76% en 2012.
- BICE Inversiones Corredores de Bolsa aumentó su participación de 0,25% en 2011, a 0,34% en 2012.
- Bolsa de Comercio de Santiago disminuyó su participación de 0,31% en 2011, a 0,16% en 2012.

5. Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas

Durante 2012, no hubo transacciones de acciones realizadas por directores y ejecutivos principales.

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

En la compañía, no se recibieron comentarios respecto de la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2012 por parte de accionistas mayoritarios o de grupos de accionistas, que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con las disposiciones que establece el artículo 74 de la Ley N°18.046 y los artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades, ni del Comité de Directores, sin perjuicio de lo indicado en el Informe del referido comité y que consta en la presente memoria.



06

administración

p. 28
Directorio

p. 29
Comité de Directores

p. 32
Estructura
organizacional

p. 33
Principales ejecutivos

p. 34
Administración de
principales filiales

1. Directorio



PRESIDENTE
Jorge Rosenblut
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile
Rut: 6.243.657-3



VICEPRESIDENTE
Paolo Bondi
Licenciado en Ciencias
Administrativas
Universitá Commerciale
Bocconi di Milano
Pasaporte: G084839



DIRECTOR
Francesco Buresti
Ingeniero Electrónico
Universitá Degli Studi di
Bologna
Pasaporte: F685628



DIRECTOR
Manuel Morán Casero
Ingeniero Aeronáutico,
Universidad Politécnica
de Madrid
Pasaporte: AAB266217



DIRECTOR
Alfredo Arahuete García
Doctorado en Ciencias
Económicas y
Empresariales (ICADE)
Universidad Pontificia de
Comillas
Rut: 48.115.220 - 8



DIRECTOR
Jaime Bauzá Bauzá
Ingeniero Civil
Pontificia Universidad
Católica de Chile
Rut: 4.455.704-5



DIRECTOR
Víctor Corbo Lioi
Ingeniero Comercial
Universidad de Chile
Rut: 4.965.604-1



DIRECTOR
Felipe Lamarca Claro
Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad
Católica de Chile
Rut: 4.779.125-1



DIRECTOR
Enrique Cibé Bluth
Ingeniero Comercial,
Pontificia Universidad
Católica de Chile
Rut: 6.027.149-6

La empresa es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, elegidos en la Junta de Accionistas. Los directores duran un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En caso de muerte, renuncia, quiebra, incompatibilidades o limitaciones de cargos u otra imposibilidad que incapacite a un Director para desempeñar sus funciones o lo haga cesar en ellas, deberá procederse a la renovación total del Directorio en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que deba celebrar la sociedad, y en el intertanto el Directorio podrá nombrar un reemplazante.

1.1. Remuneración del Directorio

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, corresponde a la Junta Ordinaria de Accionistas determinar, tanto las remuneraciones de los miembros que integran el Comité de Directores, como su presupuesto de gastos.

Nombre del Director	Cargo	Remuneraciones del Directorio percibidas en 2012				
		Retribución fija	Sesiones ordinarias	Sesiones extraordinarias	Comité de directores	Total
Jorge Rosenblut	Presidente	54.834	35.832	8.969	-	99.635
<u>Paolo Bondi (1)</u>	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia (2)	Director	9.088	5.939	-	5.039	20.066
Francesco Buresti (1)	Director	-	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo (2)	Director	9.088	5.939	-	-	15.027
Vittorio Corbo	Director	27.417	17.916	4.485	-	49.818
Jaime Bauzá Bauzá	Director	27.417	17.916	4.485	15.201	65.019
Felipe Lamarca Claro	Director	27.417	17.916	4.485	15.201	65.019
Alfredo Arahuetes García (3)	Director	18.329	11.977	4.485	-	35.171
Enrique Cibié Bluth (3)	Director	18.329	11.977	4.485	10.162	45.333
Manuel Morán Casero (1) ; (3)	Director	-	-	-	-	-
TOTAL		191.919	125.412	32.154	45.603	395.088

(1) Los directores Paolo Bondi, Francesco Buresti y Manuel Morán han renunciado a recibir dieta por el desempeño de su cargo como director de Endesa Chile.

(2) Directores Jaime Estévez Valencia y José María Calvo-Sotelo desempeñaron el cargo Director de Endesa Chile hasta la sesión de la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2012.

(3) Directores Alfredo Arahuetes, Enrique Cibié y Manuel Morán son designados como directores de Endesa Chile en Junta Ordinaria de fecha 26 de abril de 2012.

1.2. Planes de incentivo

La compañía no contempla planes de incentivo para los directores.

1.3. Gastos en asesoría del Directorio

Durante 2012, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

2. Comité de Directores

En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, celebrada con fecha 26 de abril de 2012, se procedió a elegir a los integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A., recayendo dicho nombramiento en los señores Felipe Lamarca Claro, Jaime Bauzá Bauzá y Enrique Cibié Bluth. Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas. Con anterioridad a dicho nombramiento los integrantes del Comité de Directores eran los señores Felipe Lamarca Claro, Jaime Bauzá Bauzá y Jaime Estévez Valencia.

2.1. Informe del Comité de Directores

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, modificado por la Ley N°20.382, publicada en el Diario Oficial con fecha 20 de octubre de 2009, se presenta en el siguiente Informe las actividades que ha desarrollado el Comité de Directores, su gestión anual y los gastos incurridos en el ejercicio 2012.

En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, celebrada con fecha 26 de abril de 2012, se procedió a elegir a los integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A., recayendo dicho nombramiento en los señores Felipe Lamarca Claro, Jaime Bauzá Bauzá y Enrique Cibié Bluth. Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas. El director señor Felipe Lamarca Claro fue elegido como Presidente del Comité y el señor Enrique Cibié Bluth como Experto Financiero del mismo, para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de Norteamérica. Con anterioridad, dicho nombramiento recayó en el ex director señor Jaime Estévez Valencia.

Durante el ejercicio 2012, el Comité de Directores sesionó en 13 oportunidades, procediendo

básicamente a examinar las operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas y, en general, a pronunciarse acerca de las materias a que se refiere el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, informando sus acuerdos al Directorio de la compañía. Adicionalmente, el Comité de Directores se pronunció, cuando fue requerido, respecto de las pre-aprobaciones de los servicios de los auditores externos distintos de los servicios regulares de auditoría y las denuncias derivadas del Canal Ético de la Compañía.

El Comité de Directores en la sesión de febrero de 2012 acordó proponer al directorio la designación de las agencias Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada para que procedieran a realizar los servicios de clasificación nacional de riesgos para 2012 y las firmas clasificadoras norteamericanas Fitch Ratings Services; Moody's Investors Services y Standard & Poor's International Ratings Services para que realizaran idéntico servicio respecto de la clasificación internacional del riesgo corporativo.

En la sesión ordinaria correspondiente a marzo de 2012 y en forma previa a la Junta Ordinaria de Accionistas de la sociedad, el Comité de Directores acordó proponer al Directorio, y a la Junta Ordinaria de Accionistas, la designación de KPMG Auditores Consultores Limitada como auditores externos de la compañía, como primera opción y en cumplimiento a lo dispuesto en el Oficio Circular N° 718 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En sus respectivas oportunidades, el Comité de Directores procedió a analizar los Estados Financieros trimestrales y anuales de la compañía y el informe de los auditores externos y de los inspectores de cuentas. Adicionalmente, KPMG Auditores Consultores Limitada, auditores externos de la compañía, procedieron a presentar al Comité de Directores el Plan de Auditoría Anual y a dar a conocer el Informe de la Sección 404 de la Ley Sarbanes Oxley sobre Control Interno de la compañía.

También le tocó pronunciarse al Comité de Directores respecto del documento 20-F y autorizar la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos.

En el ejercicio 2012, el Comité de Directores analizó e informó favorablemente al Directorio las condiciones de mercado de las siguientes

operaciones particulares entre partes relacionadas:

- Contrato de prestación de servicios de asesoría y gestión técnica bajo la modalidad de contrato marco por parte de Endesa Chile a Endesa Generación, sociedad vinculada y que gestiona los activos de generación de energía eléctrica del Grupo Endesa en España y Portugal, para sus proyectos en Europa.
- Contratos por el uso y mantenimiento de licencias OSISOFT, uso y mantenimiento de licencias antivirus SOPHOS y mantenimiento de sistemas Nostrum con la firma relacionada Enel Energy Europe S.R.L., por montos de US\$1.450.074,23, €18.019,85 y €35.294,76, respectivamente.
- Contratos de traspaso de excedentes de Energías Renovables No Convencionales entre Endesa Chile y filiales Pehuenche y Celta por 6.775 MWh y 56 MWh, respectivamente. El valor de ambas transferencias fueron valorizadas a 14 US\$/MWh que corresponde al precio promedio de mercado.
- Ampliación de los contratos de servicios especializados de ingeniería para la asistencia, puesta en marca y recepción de operación comercial de la segunda unidad de Bocamina, con la sociedad relacionada Enel Ingegneria e Ricerco S.p.A. por la suma de €3.998.964.
- Operación de cobertura swap por el equivalente a 753.000 barriles de petróleo para marzo de 2012 con el objeto de poder cubrir posiciones por aplicación de la Política de Cobertura de la compañía. Esta operación se realizó con la División Trading de Endesa España mediante solicitudes de cotizaciones en los mercados ICE.
- Operación de prórroga de la póliza de seguro Todo Riesgo y Responsabilidad Civil por el lapso comprendido entre el 30 de junio y el 31 de octubre de 2012, en que intervino para la contratación la sociedad relacionada Compostilla Re. El costo de la extensión fue de US\$14 millones, teniéndose a la vista un informe favorable de la Consultora Marsh respecto de las condiciones de mercado.
- Compra a la sociedad relacionada Endesa España de 75 millones de m³ de gas natural licuado, equivalente a la capacidad de un barco tanque a un precio de US\$16 el millón de BTU.

- Procedimiento para el suministro de carbón y fletes que requiere Endesa Chile para sus centrales a carbón con la empresa relacionada Carboex, que contempla cláusulas de equilibrio y de mercado que permiten a Endesa Chile definir los requerimientos de compra, complementar el listado de proveedores a participar en la entrega de ofertas, calificar a los oferentes, aceptar o no las recomendaciones de ofertas y confirmar el cierre de la operación sujeto al análisis y recomendación del Comité de Directores y la aprobación por parte del Directorio de Endesa Chile, previa justificación que la operación se realiza en condiciones de mercado, lo que debe ocurrir para cada operación en particular.
- Modificación de un contrato de prestación de servicios que Endesa Chile mantiene vigente con el DCV, con el objeto de incorporar un nuevo servicio, a fin de dar cumplimiento al Oficio Circular N°700 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) que instruye que todas las entidades fiscalizadas por la SVS tienen la obligación permanente de informarse respecto de la lista de personas y entidades designadas como talibanes, Al-Qaida y demás grupos, empresas y entidades asociadas a ellos. Esta revisión se debe realizar de manera constante, como control preventivo, conforme lo señala el Consejo de Seguridad de la ONU en las resoluciones 1988 y 1989.
Este servicio adicional del DCV tiene un costo mensual de 2 UF mensuales pagados por Endesa Chile y corresponde a una operación del artículo 93 de la Ley N°18.046 por ser el señor Pablo Yrarrázaval Valdés, Presidente del Directorio de la matriz Enersis S.A., Vicepresidente del Directorio del Depósito Central de Valores.
- Contrato de suministro y fletes asociados de 1.550 kilo toneladas con la sociedad relacionada Endesa Generación, a un precio medio CIF de US\$104,68/toneladas más mejoras de calidad y flexibilidad tales como la posibilidad de diferir embarques y agregar nuevas calidades sin modificar el precio de referencia. Esta adjudicación se realizó en el marco del procedimiento para el suministro de carbón y fletes asociados, aprobados por el Comité de Directores y el Directorio de la sociedad en junio de 2012.
- Contrato de operación de uso y mantenimiento de licencias de software Oracle con la sociedad relacionada Enel Energy Europe S.R.L. por un monto de €38.009,55.
- Acuerdo Transaccional entre Endesa Chile e Inversiones Tricahue y otros, y la resciliación de contrato de energía y potencia y suscripción de un nuevo contrato de la misma naturaleza con la filial Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. En el análisis y discusión de este tema, se excusó de participar el director señor Jaime Bauzá Bauzá por ser accionista de Inversiones Tricahue S.A.
- Renovación del programa de seguros de la compañía por el periodo noviembre 2012 – noviembre 2013, dentro del esquema de contratación a nivel corporativo con las sociedades del Grupo, para lo cual se tuvo a la vista el informe favorable respecto de las condiciones de mercado elaborado por el consultor externo Marsh.
- Contrato entre Endesa Chile y la sociedad relacionada Enel Green Power, consistente en la suscripción de un contrato de energía para la compra de bloques fijos de energía. El primero por 37,7 MW medios generados por el proyecto eólico Taltal y el segundo por 24,9 MW medios generados por el proyecto Valle de los Vientos, ambos proyectos de EGP. Los precios y condiciones de los contratos y de la opción otorgada a Endesa Chile para la compra de los atributos de ERNC de ambos proyectos, fueron considerados por el Comité que se ajustan a condiciones de mercado y contribuyen al interés social, para lo cual el Comité de Directores tuvo presente el informe del consultor independiente GTD Ingeniería, que fue presentado en sesión de Directorio que concluye que las condiciones de contratación corresponden a mercado. Adicionalmente, los miembros del Comité de Directores solicitaron expresamente que las condiciones del contrato deben ser aquellas que habitualmente se negocian en el mercado para esta clase de contrataciones.
- Contrato forward para dejar fijo el precio del petróleo Brent y del carbón durante enero de 2012 y así neutralizar los efectos que puedan impactar el margen. Esta operación se lleva a cabo con Endesa, teniendo a la vista factores del mercado. La operación no implica fee.
- Operación de compra de la capacidad de un barco adicional de GNL de aproximadamente 85 millones de m³ con Carboex, filial de Endesa

España en torno a un precio de entre 14,5 y 16,5 US\$/mil de BTU según la mejor cotización que se pueda obtener al cierre de la operación y siempre teniendo a la vista cotizaciones de distintos oferentes.

Respecto de todos los contratos y operaciones antes mencionadas, se verificaron las condiciones de mercado a través de licitaciones, solicitudes de ofertas comparables o, en su caso, observación de las condiciones de mercado relevante.

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 26 de abril de 2012, adoptó el siguiente acuerdo respecto de la remuneración y presupuesto del Comité de Directores: Fijar una remuneración por asistencia a sesión de 56 Unidades de Fomento, con un límite de 12 sesiones remuneradas al año; y un presupuesto anual de gastos de 6.000 Unidades de Fomento.

Durante el ejercicio 2012, se procedió a remunerar a los integrantes del Comité de Directores con la cantidad total de 672 Unidades de Fomento.

En el ejercicio 2012, el Comité de Directores no hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas, por la cantidad de 6.000 Unidades de Fomento.

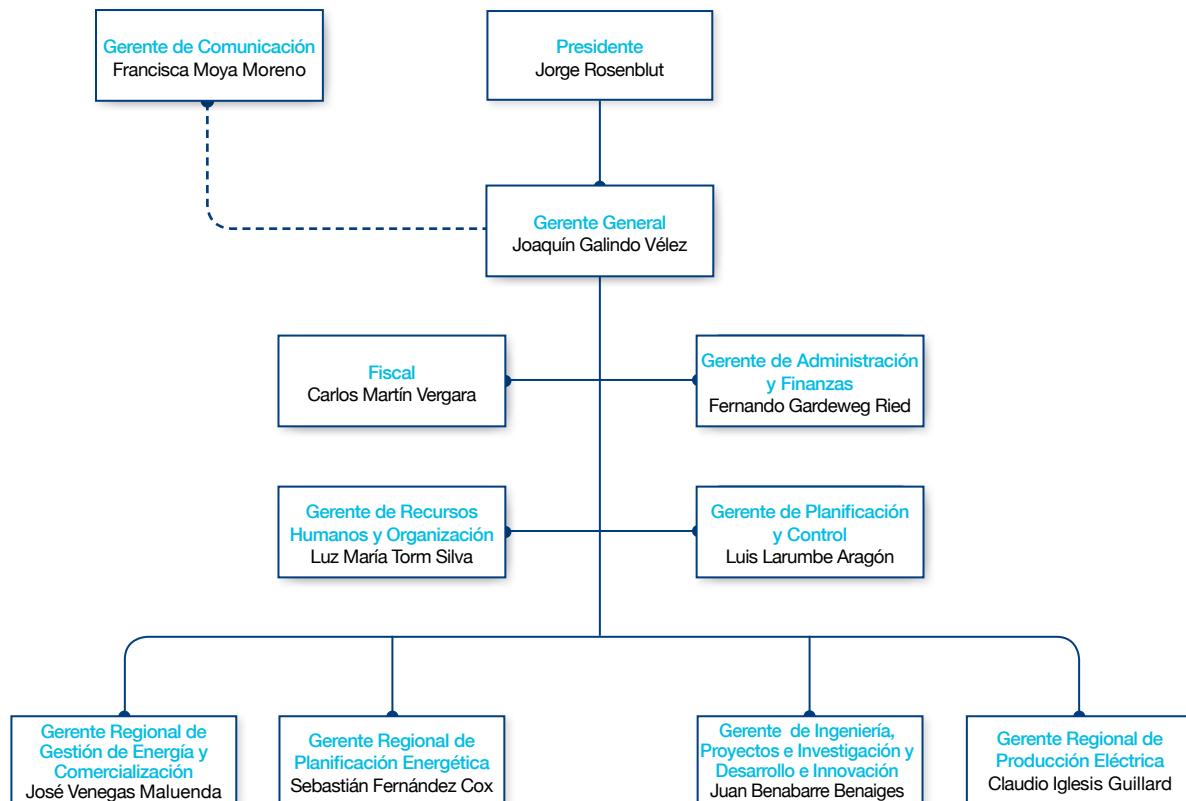
2.2. Gastos del Comité de Directores

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 26 de abril de 2012, adoptó el siguiente acuerdo respecto de la remuneración y presupuesto del Comité de Directores: Fijar una remuneración por asistencia a sesión de 56 Unidades de Fomento, con un límite de 12 sesiones remuneradas al año; y un presupuesto anual de gastos de 6.000 Unidades de Fomento.

Durante el ejercicio 2012, se procedió a remunerar a los integrantes del Comité de Directores con la cantidad total de 672 Unidades de Fomento.

En el ejercicio 2012, el Comité de Directores no hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas.

3. Estructura organizacional



4. Principales ejecutivos



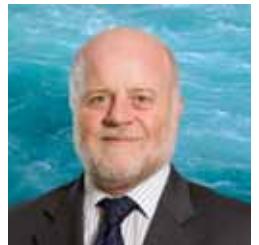
GERENTE GENERAL
Joaquín Galindo Vélez
Ingeniero Superior
Industrial y Licenciado en
Ciencias Económicas y
Empresariales
Universidad de Sevilla
Rut: 23.295.610-0



**GERENTE DE
COMUNICACIÓN**
Francisca Moya Moreno
Periodista
Universidad de Santiago
de Chile
Rut: 12.690.736-2



FISCAL
Carlos Martín Vergara
Abogado
Pontificia Universidad
Católica de Valparaíso
Rut: 6.479.975-4



**GERENTE REGIONAL DE
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA**
Claudio Iglesia Guillard
Ingeniero Civil Eléctrico
Universidad de Chile
Rut: 7.289.154-6



**GERENTE REGIONAL
DE PLANIFICACIÓN
ENERGÉTICA**
Sebastián Fernández Cox
Ingeniero Comercial
Universidad de los Andes
Rut: 10.673.365-1



**GERENTE DE INGENIERÍA,
PROYECTOS E
INVESTIGACIÓN
Y DESARROLLO E
INNOVACIÓN**
Juan Benabarre Benaijes
Ingeniero Civil Mecánico
Universidad de Chile
Rut: 5.899.848-6



**GERENTE DE
ADMINISTRACIÓN
Y FINANZAS**
Fernando Gardeweg Ried
Economista
Universidad de Chile
Rut: 7.044.467-4



**GERENTE REGIONAL DE
GESTIÓN DE ENERGÍA Y
COMERCIALIZACIÓN**
José Venegas Maluenda
Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad
Católica de Chile
Rut: 7.893.919-2



**GERENTE DE
PLANIFICACIÓN Y
CONTROL**
Luis Larumbe Aragón
Licenciado en Ciencias
Económicas y
Empresariales
Universidad Comercial de
Deusto
Rut: 23.303.647-1



**GERENTE DE
RECURSOS HUMANOS Y
ORGANIZACIÓN**
Luz María Torm Silva
Sicóloga
Universidad Diego Portales
Rut: 7.208.766-6

4.1. Remuneración a los gerentes y principales ejecutivos

La remuneración total percibida por los gerentes de Endesa Chile, durante 2012, ascendió a \$2.118 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 su 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 \$27 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

4.3. Planes de incentivo a los gerentes y principales ejecutivos

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

4.4. Indemnizaciones por años de servicio

En 2012, Endesa Chile no efectuó pago alguno por indemnización por años de servicio a los ejecutivos principales de la empresa.

5. Administración de principales filiales

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

Emgesa

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

Edegel

Carlos Luna Cabrera
Ingeniero Civil
Escuela Colombiana de
Ingeniería Julio Garavito

Pehuenche

Lucio Castro Márquez
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

San Isidro

Claudio Iglesia Guillard
Ingeniero Civil Eléctrico
Universidad de Chile

Endesa Eco

Wilfredo Jara Tirapegui
Ingeniero Civil Mecánico
Universidad de Santiago de
Chile





07



recursos humanos

p. 38
Dotación de personal

p. 39
Actividades
de recursos
humanos



1. Dotación de personal

En el siguiente cuadro se indica la dotación de personal permanente de Endesa Chile y sus filiales, al 31 de diciembre de 2012:

Empresas	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Otros trabajadores	Total
ARGENTINA				
Endesa Costanera	6	433	13	452
Hidroeléctrica El Chocón	1	44	4	49
Total dotación en Argentina	7	477	17	501
CHILE				
Endesa Chile	10	949	68	1.027
Pehuenche	3	0	0	3
Pangue				0
Celta	1	0	0	1
San Isidro				0
Central Eólica Canela				0
Endesa Eco				0
Ingendesa (1)		1		1
Túnel El Melón	1	10	5	16
GasAtacama (2)	3	77	14	94
HidroAysén (2)	3	27	5	35
Total dotación en Chile	21	1.067	92	1.177
COLOMBIA				
Emgesa	6	420	15	441
Total dotación en Colombia	6	420	15	441
PERÚ				
Edegel	7	213	16	236
Total dotación en Perú	7	213	16	236
Total Dotación Endesa Chile y Filiales	41	2.174	140	2.355

Notas:

- (1) En la dotación de personal de la filial chilena Ingendesa, se incluye los empleados de Ingendesa en Brasil.
- (2) Considera la dotación de personal proporcional de las sociedades de control conjunto.



2. Actividades de recursos humanos

2.1. Relaciones laborales

En materia de relaciones laborales, durante 2012 se llevó a efecto el proceso de negociación colectiva con el Sindicato Interempresa Nacional de Trabajadores de Endesa Chile y filiales, que agrupa a 64 trabajadores. Este proceso se efectuó bajo un marco reglado, cumpliendo con las fechas establecidas por la legislación vigente. Cabe destacar que esta negociación concluyó con un Contrato Colectivo con vigencia de cuatro años, en el cual se destaca la homologación de los beneficios, como también mejoras en renta variable, entre otros puntos.

Las reuniones periódicas entre los dirigentes sindicales y la empresa han permitido un diálogo directo y permanente, centrando su quehacer en materias de interés común para ambas partes y en beneficio de los trabajadores.

2.2. Formación

Para definir el Programa de Formación 2012 de Endesa Chile, se llevó a cabo un proceso de detección de necesidades de capacitación. A partir de ello, se estableció un itinerario formativo orientado a las necesidades del negocio, que se plasmó en una oferta de capacitación articulada a través de dos ejes de acción: Un Plan Transversal, con temas de formación para el desarrollo, y Formación Técnica Funcional.

Hubo 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”, 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.

Asimismo, se impartieron, entre otros, los cursos de Reinducción Organizacional en Seguridad y Salud Ocupacional; Primeros Auxilios; Reanimación Cardio Pulmonar y Uso de Desfibrilador Externo; Rescate hombre al Agua,

Aplicación de la Ergonomía en el Trabajo; Manejo a la Defensiva y Manejo y Uso de Extintores.

Con la participación de 19 trabajadores de Endesa Chile se dio inicio a la segunda versión del Diploma de Mercados Eléctricos en las dependencias de la Universidad del Desarrollo. Al mismo tiempo, y con la finalidad de entregar oportunidades de desarrollo y perfeccionamiento, se otorgaron becas de estudio a los trabajadores, siendo 60 los que contaron con este beneficio. 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 29 trabajadores.

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 12 trabajadores de la empresa, se realizó con la Universidad Adolfo Ibáñez.

En el ámbito de la formación técnica, el Centro Tecnológico de Formación (CTF) ha consolidado un conjunto de iniciativas que han permitido aumentar los estándares formativos para garantizar la calidad del servicio en las áreas de producción de energía. En este sentido, los programas de certificación en competencias laborales se extendieron hacia otras centrales que hasta el inicio del año no habían sido consideradas, tales como la central Tal Tal, en la cual se realizó validación de los Perfiles y Competencias ya levantadas, asegurando la pertinencia, con el objetivo de desarrollo de instrumentos de evaluación, que permiten finalmente un análisis de datos para la acreditación. Asimismo, durante 2012, el CTF dio un nuevo impulso al Campus Latam, el cual vio incrementada su presencia en la región. Esta iniciativa está siendo liderada por Chile, posibilitando el flujo continuo e inmediato de aprendizaje a los trabajadores y capturando el know how del negocio eléctrico para su transmisión eficiente a una gran cantidad de trabajadores.

Por segundo año continuaron las capacitaciones en el simulador térmico de Central Térmica, con la participación de 18 operadores, los que durante 3 días ensayaron contingencias.

En el contexto del Programa de Detección de Brechas en competencias laborales impulsado por el CTF, durante 2012, los 125 perfiles de

competencias laborales elaborados para las áreas de operación y mantenimiento fueron incorporados al proceso de evaluación de brechas que se consolidará durante 2013, creando una fuente permanente, significativa y natural de detección de necesidades de capacitación. En este mismo contexto, por ejemplo, durante 2012, se realizó la actividad Tópicos de Generación Hidráulica y Térmica, con la participación de 53 trabajadores.

En el programa de “Transferencia de Conocimiento” participaron seis mentores, con el objeto de: Identificar y definir la demanda de requerimientos técnicos y conocimientos específicos por especialidad relevante (equipos y acciones críticas), levantar la actual oferta de experiencia y conocimiento de los actores internos asociados al negocio, y definir planes de formación y mantención del conocimiento en los especialistas en la compañía, de forma tal que el conocimiento pueda ser aprovechado por toda la organización.

Se transfirieron las siguientes temáticas: Manejo de contingencias de diseño y construcción de centrales hidráulicas, vigilancia derechos de agua, generadores, fundamentos teóricos y prácticos de ensayos geotécnicos de laboratorio, y caudal ecológico (hidráulico - medioambiental).

Otro novedoso programa fue el de Gestión Avanzada de Riesgos en Proyectos de Capital, con 21 participantes, orientado a adquirir competencias para conocer los pasos prácticos y las destrezas involucradas en la gestión de los riesgos de proyectos. En esta línea, también destacó Lean Construction, con 24 participantes, con el objeto de aplicar nuevos conceptos de la metodología Lean asociados a control de proyectos y LAST PLANNER, con 33 participantes para aplicar nuevos conceptos de la metodología Last Planner asociados a control de proyectos.

2.3. Desarrollo de las personas

2.3.1. Programa desarrollo de habilidades directivas

Durante 2012, Endesa Chile continuó con el Programa de Desarrollo de habilidades directivas, que 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 compañía en

una alianza estratégica con la Universidad de los Andes. Se contó con la participación de destacados docentes de dicha institución 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.

2.3.2. Clima laboral

Durante 2012, se llevó a cabo el segundo 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 fue profundizar en los temas relacionados con la salud y la seguridad, prioridad número uno del Grupo a nivel mundial.

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.

2.3.3. 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 y obtuvo 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. En 2012, destaca la implementación del piloto del teletrabajo.

2.3.4. Evaluación de rendimiento

La gestión del desempeño en Endesa Chile 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.



2.3.5. Great Place to Work

En mayo y junio de 2012, Endesa Chile participó en el estudio de las Mejores empresas para trabajar “Great Place to Work”.

El objetivo fue conocer la percepción de los trabajadores respecto de las dimensiones de: credibilidad, respeto, imparcialidad, orgullo y camaradería.

Este estudio 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, acordes a las necesidades de cada gerencia y/o negocio.

2.3.6. 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 Enersis 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 sus directivos, además de un benchmarking con empresas multinacionales en el mercado.

Posterior a este proceso de diagnóstico, se inició la certificación con la auditoría externa de Aenor.

2.3.7. Piloto teletrabajo

Durante 2012, se implementó en las empresas del Grupo Enersis, en Chile, un programa piloto de teletrabajo, con el objetivo de fomentar la conciliación entre la vida laboral y familiar de los empleados, mediante un día de teletrabajo a la semana. Este piloto se realizó durante dos meses y tuvo una positiva recepción por parte de los trabajadores, además de una excelente evaluación de quienes participaron de la iniciativa. 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 de los trabajadores.

2.3.8. 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. Este modelo fomenta el reconocimiento a los trabajadores en dos niveles, partiendo por uno básico de reconocimiento día a día y el segundo, 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.

2.4. Acciones de seguridad y salud laboral

Endesa Chile y sus filiales han logrado consolidar la unión de aspectos de la seguridad y salud en el trabajo, a través del desarrollo de actividades tendientes a la protección integral de todos sus trabajadores, fomentando una actitud de trabajo segura, centrada en los procesos y las operaciones de la compañía.

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 éste 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 accidente.

Entrega de los Textos Rotafolios: 100 textos educativos y pedagógicos entregados a las empresas contratistas, cuya finalidad es que tanto los supervisores como trabajadores, comprendan y sepan analizar los comportamientos personales que pueden dar origen a accidentes.

Caminatas de seguridad: Actividad desarrollada por los ejecutivos en 18 centros de trabajo, consistente en inspecciones de terreno con el fin de corroborar el cumplimiento de procedimientos y uso de equipos, herramientas y maquinarias adecuadas.

Campañas de seguridad: Desarrollo de actividades en el marco de la semana de la seguridad en 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 de 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 de equipamiento para trabajos en instalaciones eléctricas, con la entrega de ropa ignífuga y careta facial.

Desarrollo del Proyecto One Safety: Implementación de un programa de observaciones conductuales en terreno en 13 complejos de generación de Endesa Chile, mediante el cual se levantan los comportamientos de los trabajadores en el desarrollo de sus actividad y establecer mejoras a desviaciones detectadas en este ámbito.

Estudio del perfil del liderazgo en SSL en Supervisores e Inspectores: Desarrollo de estudio para identificar las características de liderazgo en prevención de riesgos en 23 supervisores de las empresas contratistas y 30 inspectores de la línea de mando, con el objetivo de desarrollar un programa de intervención para establecer mejoras en el accionar preventivo.



Desarrollo de programas de entrenamiento:

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

2.5. Selección

Con el objetivo de promover el desarrollo profesional de sus trabajadores dentro de la organización, Endesa Chile ha continuado potenciando 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 a 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 81% de ellos a diciembre. 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 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 eléctrica de la compañía, herramientas necesarias para desenvolverse eficientemente en las labores de sus respectivos cargos. El programa, en el que participaron 120 personas, incluyó un desayuno de bienvenida, una jornada de presentaciones del negocio, además de cursos de e-learning y salidas a terreno para visitar parte de las instalaciones de la compañía.

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, se seleccionaron cinco candidatos que ingresaron a distintas áreas del Grupo, a un programa que les permitirá desarrollar su carrera en la compañía.

Durante 2012, Endesa Chile tuvo una destacada participación en ferias laborales, confirmando con ello el alto grado de reputación, siendo las ferias una importante fuente de reclutamiento para las vacantes generadas durante el año. De este modo, la compañía participó en 17 ferias laborales, reclutando a más de 600 profesionales de distintas carreras del país para las posiciones vacantes.

Asimismo, con la finalidad de dar respuesta a las necesidades de apoyo de las distintas áreas de la compañía, se inició el 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 con satisfactorias calificaciones por parte de sus gestores. Además, se incorporaron a la compañía trece personas que realizaron su práctica a diferentes cargos vacantes de la organización durante 2012.

Por otra parte, Endesa Chile continuó asumiendo el desafío de proporcionar puestos de trabajo para integrar a personas con discapacidad. En 2012, se potenció el proyecto “Entrada”, incorporando a once personas con algún tipo de discapacidad, en calidad de alumnos en práctica.

Finalmente, en el marco del acuerdo firmado entre la Fundación Adecco y la empresas del Grupo, con el objetivo de promover el empleo a jóvenes de escasos recursos en Latinoamérica, 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 de currículum vitae y conocimiento del mercado laboral, entre otros.



BOLSA DE

08



transacciones bursátiles

p. 46
Información de
mercado

p. 46
Transacciones
bursátiles

1. Información de mercado

Durante 2012, el mercado accionario chileno estuvo marcado, principalmente, por la predominancia de la incertidumbre relacionada con la crisis de deuda de algunos de los países miembros de la zona Euro, así como un debilitamiento de la banca 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 completamente el entorno de incertidumbre internacional.

Durante los últimos dos años, los títulos de Endesa Chile han mostrado un desempeño acumulado negativo en los mercados en los que efectúa transacciones. Sin embargo, cabe destacar que la acción de Endesa Chile en el mercado local tuvo un crecimiento de 1,6% durante los últimos 12 meses, variación favorable dado el incierto escenario económico en el mundo, especialmente en la zona europea, y la sequía que ha afectado a Chile durante tres años consecutivos. Del mismo modo, los ADR's de Endesa Chile presentaron un incremento de 10,1% en la Bolsa de Comercio de Nueva York, en tanto que la acción de la compañía en la Bolsa de Madrid aumentó 7,7%, durante 2012.

1.1. Bolsa de Comercio de Santiago

El gráfico muestra la evolución de la acción de Endesa Chile durante los últimos dos años respecto del Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local:

Variación	2011	2012	Acumulada 2011-2012
Endesa Chile	-12,6%	1,6%	-11,2%
IPSA	-15,2%	3,0%	-12,7%

1.2. Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

El gráfico siguiente muestra el comportamiento de los ADRs de Endesa Chile listados en NYSE (EOC) respecto de los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2011	2012	Acumulada 2011-2012
EOC	-21,1%	10,1%	-13,2%
Dow Jones Industrial	5,5%	7,3%	13,2%
Dow Jones Utilities	14,7%	-2,5%	11,9%

1.3. Bolsa de Valores Latinoamericanos de Endesa Chile en la Bolsa de Madrid (Latibex)

El gráfico muestra el desempeño de la acción de Endesa Chile (XEOC) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) a lo largo de los últimos dos años respecto del índice IBEX.

Variación	2011	2012	Acumulada 2011-2012
XEOC	-20,3%	7,7%	-14,2%
LATIBEX	-23,3%	-10,7%	-31,5%

2. Transacciones bursátiles

2.1. Transacciones bursátiles en las bolsas de comercio de Chile

Durante 2012, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 1.206,4 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de \$965.300 millones. A su vez, en la Bolsa Electrónica de Chile se transaron 143,0 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de \$114.006 millones. Finalmente, en la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron 1,8 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de \$1.435 millones.

La acción de Endesa Chile cerró en 2012 con un precio de \$778,11 en la Bolsa de Comercio de Santiago, \$773,24 en la Bolsa Electrónica y \$780,50 en la Bolsa de Valores de Valparaíso.

Información bursátil trimestral de los últimos tres años

Bolsa de Comercio de Santiago

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2010	433.014.057	376.020.533.681	868,38
2do trimestre 2010	455.655.231	371.918.680.410	816,23
3er trimestre 2010	401.368.264	348.049.847.524	867,16
4to trimestre 2010	395.276.668	351.743.398.059	889,87
1er trimestre 2011	455.389.983	385.642.098.459	847,04
2do trimestre 2011	307.129.801	267.834.613.160	871,69
3er trimestre 2011	287.328.831	228.241.714.742	794,14
4to trimestre 2011	222.858.074	170.561.978.207	765,33
1er trimestre 2012	290.555.832	234.502.299.034	807,08
2do trimestre 2012	334.622.005	280.348.200.612	837,81
3er trimestre 2012	280.874.570	225.716.601.603	803,62
4to trimestre 2012	300.312.523	224.732.476.734	748,33

Bolsa Electrónica de Chile

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2010	56.468.996	49.401.429.103	874,84
2do trimestre 2010	41.990.639	34.251.126.745	815,68
3er trimestre 2010	53.125.161	46.256.114.991	870,70
4to trimestre 2010	46.225.042	41.195.187.277	891,19
1er trimestre 2011	35.585.747	30.020.877.219	849,79
2do trimestre 2011	51.603.185	45.057.903.142	871,55
3er trimestre 2011	36.239.908	28.750.234.887	792,78
4to trimestre 2011	53.653.332	40.898.855.660	766,21
1er trimestre 2012	35.804.054	28.872.002.773	806,39
2do trimestre 2012	41.165.728	34.351.939.614	834,48
3er trimestre 2012	28.006.494	22.153.709.289	791,02
4to trimestre 2012	38.015.119	28.628.617.171	753,09

Bolsa de Valores de Valparaíso

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2010	3.371.493	2.937.445.334	871,26
2do trimestre 2010	978.005	799.359.160	817,34
3er trimestre 2010	2.285.812	1.993.085.466	871,94
4to trimestre 2010	528.415	477.693.820	904,01
1er trimestre 2011	380.755	319.073.979	838,00
2do trimestre 2011	659.841	576.978.546	874,42
3er trimestre 2011	185.755	150.672.131	811,13
4to trimestre 2011	343.116	261.997.012	763,58
1er trimestre 2012	506.364	413.060.752	815,74
2do trimestre 2012	399.151	343.219.055	859,87
3er trimestre 2012	306.705	244.105.374	795,90
4to trimestre 2012	577.030	434.434.366	752,88

2.2. Transacciones bursátiles en la bolsa de comercio de Nueva York (NYSE)

En Estados Unidos se transaron 31,1 millones de ADS de Endesa Chile en 2012, por un valor total de US\$1.538 millones. Un ADS representa 30 acciones de Endesa Chile. El precio del ADS de Endesa Chile cerró el ejercicio en US\$48,8.

Información bursátil trimestral de los últimos tres años

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Trimestre	Precio promedio del ADS (US\$)	Monto transado (US\$)	Unidades transadas (número de ADS)
1er trimestre 2010	10.340.291	522.947.214	50,57
2do trimestre 2010	9.174.529	421.899.369	45,99
3er trimestre 2010	5.802.804	293.800.125	50,63
4to trimestre 2010	6.213.507	345.653.774	55,63
1er trimestre 2011	6.968.620	365.815.218	52,49
2do trimestre 2011	5.673.942	316.154.237	55,72
3er trimestre 2011	9.362.161	467.199.612	49,90
4to trimestre 2011	8.678.411	391.722.030	45,14
1er trimestre 2012	8.063.211	400.563.192	49,68
2do trimestre 2012	8.288.230	422.647.447	50,99
3er trimestre 2012	7.919.187	394.950.154	49,87
4to trimestre 2012	6.810.680	319.674.648	46,94

2.3. Transacciones bursátiles en la bolsa de Madrid (Latibex)

En 2012, en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) se transaron 2,7 millones de unidades de contratación de Endesa Chile, por un valor de €3,5 millones. La unidad de contratación representa 30 acciones de la compañía en el periodo comprendido entre 2001 y 2010, mientras que para 2011 en adelante la unidad de contratación equivale a 1 acción de la compañía. El precio de la unidad de contratación cerró el año en €1,21.

Información bursátil trimestral de los últimos tres años

Latibex

Trimestre	Unidades de contratación	Monto transado (Euros)	Precio promedio unidad de contratación (Euros)
1er trimestre 2010	37.960	1.380.092	36,36
2do trimestre 2010	117.283	4.258.270	36,31
3er trimestre 2010	34.400	1.332.301	38,73
4to trimestre 2010	27.307	1.105.477	40,48
1er trimestre 2011	967.650	1.241.554	1,28
2do trimestre 2011	1.587.111	2.040.143	1,29
3er trimestre 2011	1.117.743	1.342.140	1,20
4to trimestre 2011	790.249	884.744	1,12
1er trimestre 2012	815.745	1.031.950	1,27
2do trimestre 2012	710.996	953.620	1,34
3er trimestre 2012	642.284	858.973	1,34
4to trimestre 2012	489.825	608.001	1,24



09



dividendos

p. 50
Dividendos

p. 50.
Política de dividendos
de 2013

p. 51
Política de
dividendos de 2012

p. 51
Utilidad distribuible
de 2012



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 2012 y 2013.

2. Política de dividendos de 2013

2.1. Generalidades

En cumplimiento de las disposiciones de la Circular N°687 de fecha 13 de febrero de 1987 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), a continuación se expone a los señores accionistas la Política de Dividendos del Directorio de la sociedad.

2.2. Política de dividendos

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

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2014.

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 o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

2.3. Procedimiento para el pago de dividendos de Endesa Chile

Para el pago de dividendos, sean provisarios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Endesa Chile 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 Endesa Chile, o en el banco y 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 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, Endesa Chile 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 Endesa Chile.

3. Política de dividendos de 2012

3.1. Generalidades

En cumplimiento con las disposiciones de la Circular N°687 de fecha 13 de febrero de 1987 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), a continuación se expone a los señores accionistas la Política de Dividendos del Directorio de la sociedad.

3.2. Política de dividendos (1)

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, de hasta 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 de 2013, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente a 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 de 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 o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

- (1) Con fecha 29 de noviembre de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º de la Ley N°18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de esa superintendencia, informo, con carácter de hecho esencial que, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó repartir con fecha 24 de enero de 2013, un dividendo provvisorio de \$3.04265 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente a 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2012, de conformidad con la política de dividendos de la compañía vigente en la materia.

4. Utilidad distribuible de 2012

La utilidad distribuible del ejercicio 2012 se indica a continuación:

Millones de pesos		
Utilidad del ejercicio atribuible a la sociedad dominante		234.335
Utilidad distribuible		234.335

Dividendos distribuidos en los últimos años:

Nº dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio	Dividendo anual	% de las utilidades
40	Definitivo	24/03/06	30/03/06	5,82	2005	5,8200	50%
41	Provisorio	16/12/06	22/12/06	2,57	2006		
42	Definitivo	15/05/07	22/05/07	10,84	2006	13,4100	60%
43	Provisorio	19/12/07	26/12/07	2,1926	2007		
44	Definitivo	23/04/08	29/04/08	11,5647	2007	13,7573	60%
45	Provisorio	12/12/08	18/12/08	5,3512	2008		
46	Definitivo	06/05/09	12/05/09	15,933	2008	21,2842	40%
47	Provisorio	10/12/09	16/12/09	9,31235	2009		
48	Definitivo	28/04/10	05/05/10	17,5305	2009	26,8429	35%
49	Provisorio	20/01/11	26/01/11	6,42895	2010		
50	Definitivo	05/05/11	11/05/11	26,09798	2010	32,5269	50%
51	Provisorio	13/01/12	19/01/12	5,08439	2011		
52	Definitivo	11/05/12	17/05/12	22,15820	2011	27,2426	50%
53	Provisorio	18/01/13	24/01/13	3,04265	2012		





10

política de inversión y financiamiento 2012

p. 54
Política de inversiones
2012

p. 54
Política de
financiamiento 2012

p. 55
Otras materias



1. Política de inversiones 2013

Durante el ejercicio 2013, la sociedad efectuará inversiones según lo establecen sus estatutos, en las siguientes áreas de inversión, indicándose en cada caso el límite máximo:

1.1. Generación de energía eléctrica

Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para que la empresa pueda cumplir con el objeto principal de la sociedad (producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica), con un monto máximo equivalente a 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2012.

1.2. Aportes de capital a las sociedades filiales y coligadas

Se efectuarán aportes a las filiales y coligadas nacionales y extranjeras, para que puedan llevar a cabo los proyectos que se están desarrollando, y realizar aquellas inversiones y actividades que sean necesarias para cumplir con su respectivo objeto social.

Se considerará como límite global máximo de inversión en todas las filiales y coligadas nacionales y extranjeras para 2013, un monto equivalente a 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2012.

1.3. Otras inversiones

- Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de efectuar inversiones en el sector eléctrico. Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para aprovechar las oportunidades de

negocios, con un monto máximo en el año, equivalente a 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2012.

- Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de desarrollar proyectos y operaciones o actividades en procesos industriales asociados a la obtención de fuentes energéticas, como asimismo en las que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos, con un monto equivalente no superior a 5% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2012.

1.4. Inversiones en instrumentos financieros

Endesa Chile efectuará inversiones en instrumentos financieros de acuerdo con los criterios de selección y de diversificación de carteras que determine la administración de la empresa, con el propósito de optimizar el rendimiento de sus excedentes de caja.

Dentro del marco que apruebe la Junta de Accionistas, el Directorio deberá acordar las inversiones específicas en obras y estudios que hará la empresa, tanto en lo que se refiere a monto como a modalidades de financiamiento de cada una de ellas, y adoptará las medidas conducentes al control de las referidas inversiones.

2. Política de financiamiento 2013

La política de financiamiento de la sociedad considera que el nivel de endeudamiento, definido como la relación del pasivo total respecto del Patrimonio Neto del balance consolidado, no sea mayor a 2,20 veces.

La obtención de recursos provendrá de las siguientes fuentes:



- Recursos propios.
- Créditos de proveedores.
- Préstamos de bancos e instituciones financieras
- Colocación de valores en el mercado local e internacional.
- Ingresos provenientes de ventas de activos y/o prestaciones de servicios realizadas por Endesa Chile.

3. Otras materias

Para llevar a cabo las políticas de inversiones y financiamiento, la administración de la sociedad tendrá facultades suficientes para celebrar y modificar los contratos de compra, venta o arrendamiento de bienes y servicios que sean necesarios para el desarrollo de las actividades propias de la empresa, dentro del marco legal que le es aplicable, observando las condiciones de mercado correspondientes a cada caso para bienes o servicios de su mismo género, calidad y características. Asimismo, la administración estará facultada para extinguir las obligaciones que emanen de dichos contratos, de acuerdo a la Ley, cuando ello convenga a los intereses sociales.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 120 del Decreto Ley N°3.500, la enajenación de los bienes

o derechos que sean declarados en estas políticas como esenciales para el funcionamiento de la empresa, así como la constitución de garantías sobre ellos, es materia de acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas. En consecuencia, y en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 119 del mismo cuerpo legal, se declaran como esenciales para el funcionamiento de la sociedad los siguientes activos:

- Las centrales generadoras y unidades de emergencia y de reserva de capacidad superior a 50.000 kW, en operación o en etapa de construcción, de propiedad de la matriz y filiales.
- Las acciones de propiedad de Endesa Chile de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., de Endesa Argentina S.A., de San Isidro S.A., de Celta S.A., Endesa Eco S.A. y Generandes Perú S.A., que signifiquen mantener al menos la propiedad de 50,1% de las acciones suscritas y pagadas de esas sociedades.

Asimismo, corresponde a la Junta Extraordinaria de Accionistas aprobar el otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, excepto si dichas obligaciones fueren contraídas por las filiales, en cuyo caso la aprobación del Directorio será suficiente.





negocios de la compañía

p. 58
Descripción del negocio
de la compañía

p. 58
Capacidad instalada,
generación y ventas
de energía de control
conjunto

p. 59
Reseña histórica



1. Descripción del negocio de la compañía

Las principales actividades que desarrollan Endesa Chile, sus sociedades filiales y las sociedades de control conjunto están relacionadas con la generación y comercialización de energía eléctrica y, adicionalmente, los servicios de consultoría e ingeniería en todas sus especialidades. Endesa Chile y sus sociedades filiales operan 180 unidades a lo largo de cuatro países en Sudamérica, con una capacidad instalada total de 13.790 MW. Si se incluye el 50% de la potencia de la central termoeléctrica Atacama, de la sociedad de control conjunto GasAtacama, se alcanza 186 unidades, con una capacidad instalada de 14.185 MW (1).

En Argentina, a través de Endesa Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., la compañía opera un total de 3.652 MW de potencia, que representa 12% del total del sistema interconectado argentino.

Endesa Chile, incluyendo el 50% de GasAtacama, es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile y una de las compañías más grandes del país, que opera un total de 5.961 MW de potencia, lo que representa 33% de la capacidad instalada en el mercado local. El 58,1% de la capacidad instalada de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile es hidráulica, 40,6% térmica y 1,3%, eólica. La compañía participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país, que abarca desde Taltal a Chiloé, territorio en el que vive alrededor del 93% de la población, y donde su capacidad instalada y la de sus filiales y sociedades de control conjunto aportan un total de 5.389 MW a este sistema, equivalente a cerca de 40%. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de su filial Celta, e -indirectamente- mediante la sociedad de control conjunto GasAtacama Chile S.A., dando suministro a diversas empresas mineras. La capacidad instalada de Celta alcanza a 182 MW, que representa 4% del SING, y al incluir a GasAtacama Chile S.A., donde Endesa Chile participa con 50% de la propiedad, la capacidad instalada en el norte del país alcanza 12%.

En Colombia, a través de Emgesa, opera un total de 2.914 MW de potencia, cifra equivalente a 20% de la capacidad instalada de ese país.

En Perú, por medio de Edegel, opera un total de 1.657 MW de potencia, que representa 24% del sistema peruano.

Endesa Chile participa también en el mercado de generación, transmisión y distribución en Brasil, a través de su asociada Endesa Brasil, en sociedad con Enersis y Endesa (España). Endesa Brasil cuenta con 987 MW de capacidad instalada, a través de Endesa Cachoeira y Endesa Fortaleza, y dos líneas de transmisión de una capacidad de transmisión de 2.100 MW, a través de Endesa Cien. Endesa Chile opera los activos de generación de Endesa Brasil.

- (1) Los Estados Financieros han sido elaborados según las Normas Internacionales de Información Financiera, por lo que GasAtacama -sociedad de control conjunto en la que Endesa Chile tiene 50% de participación-, se consolida en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto, se incluye 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de la central Atacama.

2. Capacidad instalada, generación y ventas de energía de control conjunto

Capacidad instalada (MW) (1)	2011	2012
Argentina	3.652	3.652
Chile (2)	5.611	5.961
Colombia	2.914	2.914
Perú	1.668	1.657
TOTAL	13.845	14.185

Generación de energía eléctrica (GWh) (3)		
Argentina	10.801	11.289
Chile (2)	20.722	20.194
Colombia	12.090	13.294
Perú	9.153	8.740
TOTAL	52.766	53.517

Ventas de energía eléctrica (GWh)		
Argentina	11.381	11.852
Chile (2)	22.070	21.277
Colombia	15.112	16.304
Perú	9.450	9.587
TOTAL	58.012	59.020

- (1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras; en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.
- (2) Endesa Chile tiene 50% de participación en la sociedad de control conjunto GasAtacama, consolidándose en la proporción que representa en el capital social, por tanto se incluye 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de la central Atacama.
- (3) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios.

3. Reseña histórica

La Empresa Nacional de Electricidad S.A. fue creada el 1 de diciembre de 1943 como una sociedad anónima, filial de la entidad fiscal Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), con el objeto de realizar el Plan de Electrificación chileno, incluyendo generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Durante 44 años, Endesa Chile perteneció al Estado de Chile, alcanzando un papel preponderante en el sector y se convirtió en una de las empresas más relevantes y la base del desarrollo eléctrico del país. Las inversiones fueron cuantiosas y se concretaron importantes obras de ingeniería y electrificación.

El proceso de privatización comenzó en 1987, a través de una serie de ofertas públicas de acciones, y fue completado en 1989. Mediante este proceso se incorporaron a la sociedad Fondos de Pensiones, los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas.

En 1992, se adquirió el control de Central Costanera S.A. (actualmente, Endesa Costanera S.A.) y, en 1993, de Hidroeléctrica El Chocón S.A., ambas en Argentina. En 1995, se concretó la compra de Edegel S.A.A., en Perú. En diciembre de 1996, se adquirió Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y, en septiembre de 1997, Emgesa S.A. E.S.P., ambas en Colombia. En septiembre de 1997, se adquirió Centrales Eléctricas Cachoeira Dourada S.A., en Brasil.

El 27 de julio de 1994, las acciones de Endesa Chile comenzaron a transarse en la New York Stock Exchange (NYSE) en la forma de ADR, bajo el nemotécnico EOC.

En diciembre de 2001, las acciones de Endesa Chile se registraron en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex), bajo el nemotécnico XEOC.

En mayo de 1999, Enersis S.A., a través de una Oferta Pública de Acciones, se constituyó en la controladora de la sociedad con 60% de las acciones de Endesa Chile.

El 13 de septiembre de 2004, Endesa Chile firmó la carta de adhesión al Pacto Mundial de Naciones Unidas (Global Compact), iniciativa de ámbito internacional, a través de la cual se comprometió a adoptar diez principios básicos universales relacionados con el respeto a los derechos humanos, las normas laborales, el medio ambiente y la lucha contra la corrupción.

El 18 de abril de 2005, Endesa Chile constituyó la subsidiaria Endesa Eco S.A., cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovables, además de actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.

En 2005, se constituyó el holding Endesa Brasil S.A., el cual surgió mediante el aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. De esta manera, en octubre de dicho año, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y Enersis comenzó a consolidar Endesa Brasil S.A.

El 29 de septiembre de 2006, Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), en el que Endesa Chile participa con 20% y que forma parte de la estrategia de diversificación de suministro de gas natural frente a la falta del hidrocarburo proveniente de Argentina. El terminal de regasificación de GNL Quintero fue inaugurado el 22 de octubre de 2009.

En marzo de 2007, se constituyó la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén), que no es consolidada por Endesa Chile, y cuyo objeto es el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado "Proyecto Aysén".

Al 31 de diciembre de 2012, Endesa Chile -directamente o a través de sus filiales y sociedades en las que tiene control conjunto- operan 180 unidades a lo largo de cuatro países en Sudamérica, con una capacidad instalada total de 13.790 MW. Si se incluye el 50% de la potencia de la central termoeléctrica Atacama, de la sociedad de control conjunto GasAtacama, se alcanza 186 unidades, con una capacidad instalada de 14.185 MW (1).

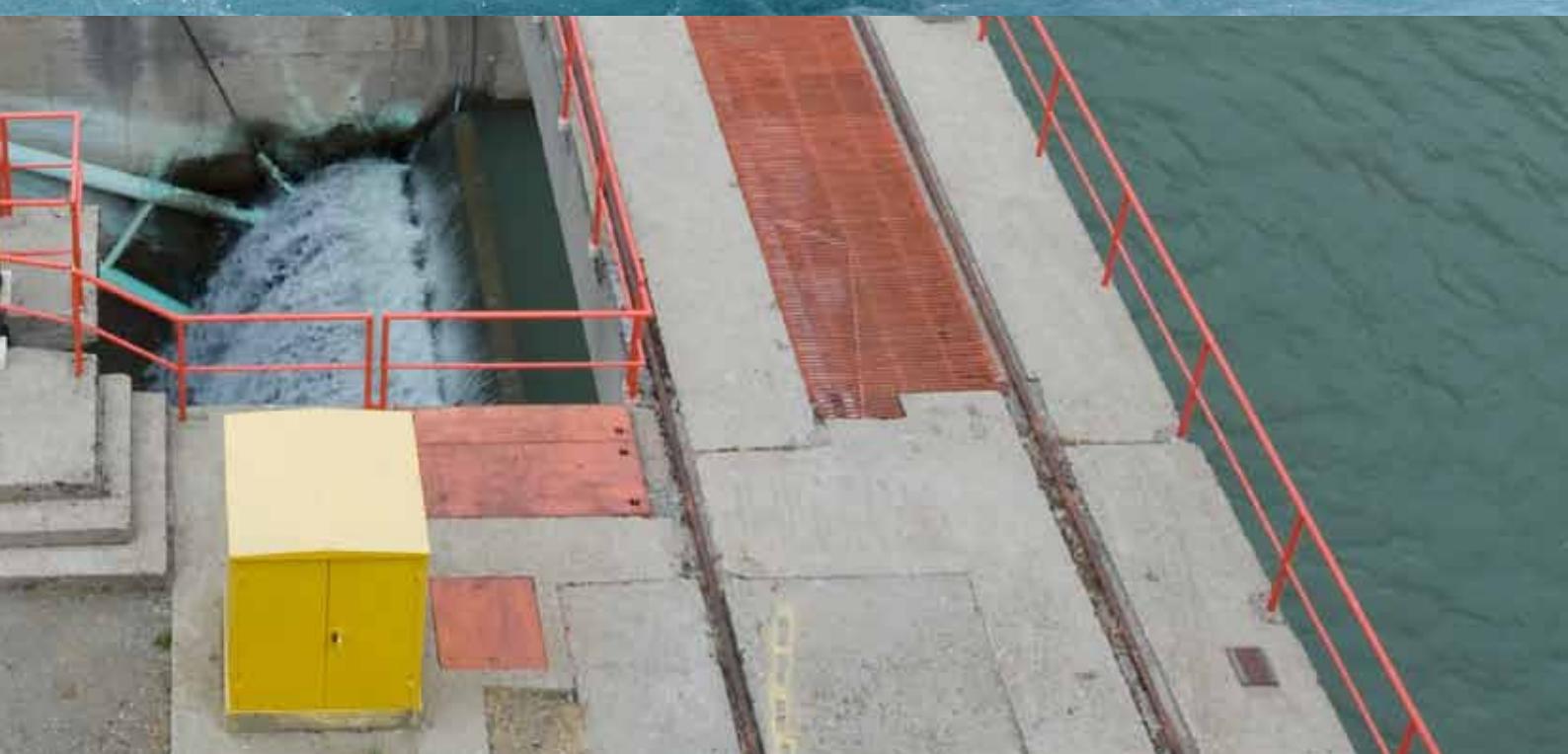




inversiones y actividades financieras

p. 62
Inversiones

p. 62
Actividades
financieras



1. Inversiones

En 2012, Endesa Chile y sus empresas filiales invirtieron un total equivalente a US\$665 millones, de acuerdo al siguiente detalle:

Inversión	(millones de dólares) (1)
Argentina	
Endesa Costanera	46
Hidroeléctrica El Chocón	2
Total inversión en Argentina	48
Chile	
Endesa Chile	101
Pehuenche	1
Pangue	0
San Isidro.	9
Celta	16
Ingendesa	0
Endesa Eco individual	5
Canelá	0
GasAtacama (50%)	4
HidroAysén (51%)	6
Enigesa	0
Total inversión en Chile	142
Colombia	
Emgesa	394
Total inversión en Colombia	394
Perú	
Edegel	64
Total inversión en Perú	64
Total inversión material en empresas	649
Total inversión financiera	15
Total inversión Endesa Chile consolidado	663

(1) Se utilizó el tipo de cambio de cierre de 2012, equivalente a \$479,96 por dólar.

2. Actividades financieras

2.1. Análisis de los estados financieros consolidados ejercicio 2012

El resultado atribuible a los accionistas mayoritarios de Endesa Chile, al cierre de diciembre de 2012, fue de una utilidad de \$234.335 millones, que comparado con los \$446.874 millones registrados en el ejercicio 2011, representó una disminución de 47,6%.

Al 31 de diciembre de 2012, el resultado de explotación fue de \$632.210 millones, 19,8% menos respecto de los \$787.971 millones que se registraron a diciembre de 2011. Este menor resultado tiene como principales causas menores

ingresos operacionales como consecuencia de un menor precio promedio de venta de energía, mayores costos por compras de energía por \$45.543 millones, mayores costos por consumo de combustible por \$43.641 millones, mayores costos de transporte por \$34.648 millones. Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por menores costos de otros aprovisionamientos variables y servicios por \$12.390 millones y menores otros gastos fijos de explotación de \$30.926 millones, que reflejan el impacto negativo del efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada por el Gobierno de Colombia, que implicó registrar durante el primer trimestre del año anterior, el monto total que se pagará por este concepto en el periodo 2011-2014.

El EBITDA de Endesa Chile, o resultado bruto de explotación, disminuyó 14,4% respecto del ejercicio anterior, alcanzando \$833.850 millones, lo que no incluye la contribución de la inversión en Endesa Brasil, la cual no está consolidada en Endesa Chile, y cuyos resultados están considerados bajo participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación, y que a diciembre de 2012 ascendió a \$107.504 millones.

Los menores ingresos de explotación por \$113.073 millones durante 2012, 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, unido además a la ausencia de ingresos por concepto de RM88 (\$68.340 millones registrados en 2011). Adicionalmente, las ventas físicas decrecieron en 3,6% como consecuencia del término de contratos de GasAtacama y de una menor disponibilidad hídrica. Lo anterior fue parcialmente compensado por la indemnización acordada con la compañía aseguradora por concepto de pérdida de beneficios por \$55.057 millones, como consecuencia del siniestro del 27 de febrero de 2010. Por otra parte, se registraron mayores costos por consumo de combustible por \$53.099 millones debido fundamentalmente a la mayor generación con GNL, unido a mayores gastos de transporte por \$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 \$11.349 millones producto de mayores precios de compra en el mercado spot. Dado lo anterior, el resultado de explotación se redujo en 55% al totalizar \$182.431

millones, en tanto que el EBITDA del negocio en Chile alcanzó \$292.702 millones en diciembre de 2012, lo que representa una disminución de 40,9% respecto del año anterior.

En Argentina, el resultado de explotación se redujo en \$27.681 millones durante 2012, como resultado, principalmente, de una disminución de 11,8% 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 de los agentes generadores del Mercado Eléctrico Mayorista formalizado en noviembre de 2010. Los gastos de personal aumentaron en \$3.396 millones en 2012, debido en gran parte a una negociación sindical y a una mayor dotación de personal en Endesa Costanera. Esto fue parcialmente compensado por un alza de \$852 millones en los ingresos de El Chocón, producto de mayores ventas físicas en el mercado spot, asociada a la mayor generación hidroeléctrica del periodo, unido a menores costos por consumo de combustible por \$27.834 millones en Endesa Costanera, asociados a una menor generación con gasoil. Dado lo anterior, el EBITDA de las operaciones en Argentina totalizó \$25.166 millones, inferior en 45,6% respecto de 2011, en tanto que el EBITDA de Endesa Costanera pasó de una ganancia por \$19.735 millones en 2011, a una pérdida por \$1.981 millones en 2012. Esto fue parcialmente compensado por el alza de 3,3% en el EBITDA de El Chocón, el cual totalizó \$27.451 millones en 2012. El efecto de convertir los Estados Financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de 8,6% a diciembre de 2012 respecto de diciembre de 2011.

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia mostró un crecimiento de 33,2%, registrando un total de \$337.651 millones en 2012, como consecuencia principalmente de los mayores ingresos de explotación por \$81.581 millones. Lo anterior se debió a un incremento de 7,9% en las ventas físicas asociada a una mayor generación hidroeléctrica, y a 8,3% de alza en el precio promedio de venta de energía expresado en pesos debido a un mayor precio de bolsa registrado desde agosto de 2012. El resultado de explotación fue favorecido también 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 en el resultado

operacional de \$43.533 millones en ese año. Lo anterior fue parcialmente compensado por un mayor costo por compras de energía por \$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 \$12.269 millones asociado fundamentalmente al 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. Dado lo anterior, el EBITDA, o resultado bruto de explotación en Colombia, aumentó en 29,3% respecto de 2011, alcanzando un total de \$376.145 millones en 2012. El efecto de convertir los Estados Financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de 3,4% a diciembre de 2012, respecto de diciembre de 2011.

En Perú, el resultado de explotación totalizó \$100.898 millones en 2012, reflejando una disminución de 3,4% respecto del 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 \$14.572 millones. Adicionalmente, se registraron mayores costos por compras de energía por \$14.743 millones producto de mayores compras físicas en el mercado spot para suprir las mantenciones de plantas, unido a mayores costos por consumo de combustible por \$6.107 millones debido en parte a una mayor generación con diesel producto de mantenciones realizadas a unidades duales a gas. Lo anterior fue parcialmente compensado por 17,6% de crecimiento en los ingresos de explotación como consecuencia de un incremento de 15,3% 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. Dado lo anterior, el EBITDA del negocio en Perú, o resultado bruto de explotación, alcanzó \$139.837 millones en 2012, lo que representa una disminución de 1% respecto de 2011. El efecto de convertir los Estados Financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de 5% a diciembre de 2012 respecto de diciembre de 2011.

El resultado financiero de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2012, alcanzó una pérdida de \$146.034 millones, incrementándose en 20,4% respecto al

cierre de diciembre de 2011 que alcanzó los \$121.296 millones negativo. Las principales variaciones de este resultado se generan por un mayor gasto financiero por \$11.690 millones, una mayor pérdida por diferencia de cambio por \$4.273 millones, un menor ingreso financiero por \$13.117 millones, compensado por un mayor ingreso por reajustes de \$4.342 millones.

Los resultados originados por la participación en empresas relacionadas alcanzaron los \$116.945 millones a diciembre de 2012, disminuyendo 4,9% respecto de diciembre de 2011. Este resultado se compone en su mayoría por la participación proporcional de los resultados provenientes de Brasil de la coligada Endesa Brasil S.A., cuya contribución ascendió a \$107.504 millones.

Los impuestos a las ganancias disminuyeron en 11,9%, equivalente a \$25.094 millones comparado con 2011.

A diciembre de 2012, los activos totales de la compañía presentan, a diciembre de 2012, una disminución de \$73.323 millones respecto de diciembre de 2011, que se debe principalmente a:

1) Disminución de los activos corrientes por \$125.069 millones equivalente a 13%, principalmente, por: a) Disminución en efectivo y equivalente al efectivo por \$144.487 millones, principalmente por los menores depósitos a plazo y pactos de Endesa Chile por \$187.444 millones, compensado en Emgesa por una mayor recaudación operativa neta de pago de dividendos por \$51.513 millones. b) Disminución en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por \$65.749 millones. c) Disminución en cuentas por cobrar a empresas relacionadas por \$21.521 millones. d) Lo anterior fue compensado por aumentos en los rubros de inventarios por \$9.754 millones y en activos por impuestos por \$69.854 millones.

2) Aumento de los activos no corrientes por \$51.746 millones, que se explica, principalmente, por: a) Aumento en propiedades, plantas y equipos por \$55.558 millones, originado, básicamente, por las inversiones del ejercicio \$289.199 millones, compensado por \$186.803 millones de depreciación, efectos negativos de conversión por \$39.164 millones y pérdidas por deterioro en Celta por \$12.578 millones. b) Aumento en otros activos financieros por \$19.804 millones, principalmente, por derivados financieros. c) Lo anterior fue compensado por una disminución en activos por impuestos diferidos por \$29.194 millones.

Los pasivos totales de la compañía presentan una disminución de \$73.323 millones respecto de diciembre de 2011, que se debe principalmente a:

1) Disminución de los pasivos no corrientes por \$215.096 millones, equivalentes a 9,9%, explicado, principalmente, por las variaciones en: a) Disminución en otros pasivos financieros no corrientes por \$202.442 millones, principalmente en Endesa Chile por el traspaso al corto plazo de bonos en Unidades de Fomento (UF) y bono dólar 144-A por \$286.936 millones y disminución por diferencia de cambio por \$45.398 millones. En Endesa Costanera se produjo una disminución de \$49.749 millones, principalmente, por el traspaso al corto plazo de la deuda con Mitsubishi. En Edegel hubo una disminución por \$30.399 millones, principalmente, por diferencia de conversión de \$9.693 millones y traspaso al corto plazo de préstamos, bonos y leasing por \$20.849 millones, compensado por el traspaso desde el corto plazo de la deuda sindicada de Emgesa por \$82.656 millones, emisión de bonos para el proyecto El Quimbo por \$135.502 millones y diferencia de conversión de \$8.864 millones. b) Disminución en otros pasivos no financieros no corrientes por \$16.181 millones, Emgesa disminuye en \$10.460 millones, principalmente, por pago de la tercera cuota del impuesto al patrimonio, GasAtacama disminuye \$1.925 millones, principalmente, por concepto de la obligación con AFIP de Argentina y San Isidro disminuye en \$2.569 millones por el traspaso al corto plazo del contrato LTSA Mitsubishi, el cual se canceló en el último trimestre. c) Disminución de los pasivos por impuestos diferidos por \$6.995 millones. d) Lo anterior fue compensado por un aumento en el rubro otras provisiones no corrientes, por el registro de provisiones por desmantelamiento de centrales de Endesa Chile por \$5.089 millones.

2) Aumento de los pasivos corrientes en \$148.269 millones, equivalente a 15,8%, que se explica, principalmente, por: a) Aumento en otros pasivos financieros corrientes por \$107.549 millones, principalmente en Endesa Chile por el traspaso desde el largo plazo de bonos en Unidades de Fomento (UF) por \$90.134 millones, bono dólar 144-A por \$192.100 millones, devengo de intereses por \$53.452 millones, compensado por pagos de intereses y préstamos bancarios por \$56.221 millones y pago de bonos serie F y K por \$121.210 millones. En Endesa Costanera hubo un aumento por \$45.095 millones, principalmente por el traspaso desde el largo plazo de la deuda con Mitsubishi y Crédito Suisse por \$51.409 millones,

diferencia de cambio por \$5.739 millones y diferencia de conversión negativa por \$16.319 millones, compensado por una disminución en Emgesa por el traspaso al largo plazo del crédito sindicado por \$82.656 millones. b) Aumento en el rubro de cuentas por pagar a entidades relacionadas por \$78.214 millones. c) Lo anterior fue compensado por una disminución en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar y pasivos por impuestos corrientes por \$39.353 millones.

El patrimonio neto disminuyó en \$6.496 millones respecto de diciembre de 2011. El dominante disminuyó en \$17.295 millones, explicado mayormente por el registro del dividendo mínimo 2012 y definitivo 2011 por \$159.675 millones, disminución en la reserva de conversión por \$119.074 millones. Lo anterior fue compensado por la utilidad del ejercicio por \$234.335 millones, un incremento en la reserva de cobertura por \$30.382 millones.

La participación de los minoritarios aumentó en \$10.799 millones, producto principalmente del resultado del minoritario por \$184.708 millones, compensado con los registros de los dividendos mínimo y definitivo por \$167.164 millones.

2.2. Finanzas nacionales en 2012

Endesa Chile cuenta, al cierre de 2012, con líneas de crédito comprometidas completamente disponibles por un equivalente a US\$200 millones.

Los contratos de las líneas comprometidas firmadas en febrero de 2013, añaden US\$113,2 millones, lo que arroja un monto total de US\$313,2 millones. Asimismo, Endesa Chile y sus filiales nacionales cuentan, al cierre de 2012, con líneas de crédito no comprometidas disponibles en el mercado nacional por un equivalente a US\$235 millones.

Al cierre de 2012, permanecían sin utilizarse las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US\$200 millones. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, Endesa Chile con sus filiales en Chile, terminaron con una caja disponible de US\$13 millones (sin incluir empresas coligadas).

La deuda financiera de Endesa Chile, consolidado a diciembre de 2012, alcanzó los US\$4.080. Esta deuda está compuesta, principalmente, por deuda bancaria, bonos locales e internacionales. Cabe señalar que la caja de Endesa Chile consolidado registró un saldo de US\$630 millones, con lo cual la deuda neta consolidada alcanzó US\$3.450 millones, a diciembre de 2012.

Durante 2012, se utilizaron los excedentes de caja para prepagar deuda local y financiar el proyecto Bocamina II.

Se prepagaron anticipadamente dos emisiones de bonos nacionales denominados en Unidades de Fomento (UF). El primero fue el Bono F que se prepagó el 1 de febrero por un monto de capital de US\$63 millones y el segundo fue el bono K, el cual se prepagó el 16 de abril por un monto de capital de US\$187 millones.

2.3. Finanzas internacionales en 2012

En periodo 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 de Endesa Chile 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 equilibrio al cierre de 2012.

Durante 2012, se realizaron operaciones financieras, tanto refinaciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un monto total equivalente a US\$683 millones, de los cuales US\$104 millones provienen de Argentina, US\$554 millones de Colombia y US\$24 millones de Perú.

a) En Argentina, durante 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.

b) En Colombia, en nuestra filial Emgesa, las operaciones más importantes efectuadas en 2012 fueron el refinamiento 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, cuyos recursos serán utilizados para financiar el proyecto El Quimbo.

c) En Perú, 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.

2.4. Política de cobertura

2.4.1. Tipo de cambio

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

Como parte de esta política, en Chile, se contrataron forwards por US\$149 millones para cubrir dividendos en diferentes monedas provenientes de las filiales en Latinoamérica. El resto de las compañías en la región contrataron forwards de tipo de cambio por US\$10 millones para redenominar desembolsos futuros de acuerdo con la indexación de sus flujos.

2.4.2. 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 aproximadamente 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 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 71%.

2.5. Clasificación de riesgo

Los actuales ratings de Endesa Chile se sustentan en el diversificado portafolio de activos, la fortaleza de los indicadores financieros, el perfil de vencimientos adecuados y amplia liquidez. La diversificación geográfica de la compañía en Sudamérica permite una cobertura natural frente a las distintas regulaciones y condiciones climáticas. Las filiales de Endesa Chile tienen una posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.

Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Endesa Chile con perspectivas estables el 18 de junio de 2012.

En la misma línea, el 19 de octubre de 2012, Standard & Poor's confirmó la clasificación internacional para Endesa Chile en "BBB+" con perspectivas estables. Esto tuvo lugar con motivo de la revisión realizada a Enel SpA y ENDESA SA, en días anteriores, donde se mantuvieron ambas clasificaciones pero con una rebaja en las perspectivas desde estables a negativas, producto de la rebaja aplicada a España.

El 19 de diciembre de 2012, Fitch Rating ratificó la clasificación de riesgo en moneda local y extranjera de Endesa Chile en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA (cl)'. Las perspectivas son "estables".

2.6. Seguros

2.6.1. Operacionales

En julio de 2012, Endesa Chile y sus filiales efectuaron una prórroga de los términos de su programa de seguros regional de Todo Riesgo y Responsabilidad Civil, hasta el 31 de octubre del mismo año.

De este modo y con el fin de realizar una licitación ordenada y disponer de tiempo suficiente, se cambió la fecha de renovación del programa de 1 de julio al 1 de noviembre de 2012.

El proceso de renovación de los contratos de seguros se efectuó a través de una licitación internacional, donde se invitó a los principales aseguradores líderes a nivel mundial. Los



contratos fueron renovados hasta el 31 de octubre de 2013.

Las características de los seguros vigentes para todas las filiales de Endesa Chile en Argentina, Chile, Colombia y Perú y para las asociadas en Brasil son:

- Seguro de Todo Riesgo Bienes Físicos e Interrupción de Negocios, con un límite indemnizable de US\$500 millones por siniestro. Esta medida, con el fin de brindar una mayor protección a las centrales de generación y las principales subestaciones de transformación contra riesgos de terremoto, avalanchas, incendio, explosiones, inundaciones, avería de maquinarias y fallas operacionales.
- Seguro de responsabilidad civil extra-contractual hasta la suma de US\$500 millones anuales, como cobertura a daños que la actividad de la empresa genere a terceros y frente a los cuales tenga obligación de indemnizar.

Además, a partir del 1 de enero de 2012, y con una vigencia de un año, fue renovado un seguro contra actos terroristas y riesgos políticos con límite indemnizable por US\$80 millones.

Las filiales de Endesa Chile cuentan también con seguros de transporte marítimo, aéreo y terrestre para el traslado de maquinarias, equipos e insumos, seguros de vida y accidentes personales para el personal en viaje y los que la legislación vigente obliga mantener.

2.6.2. Seguros de obras

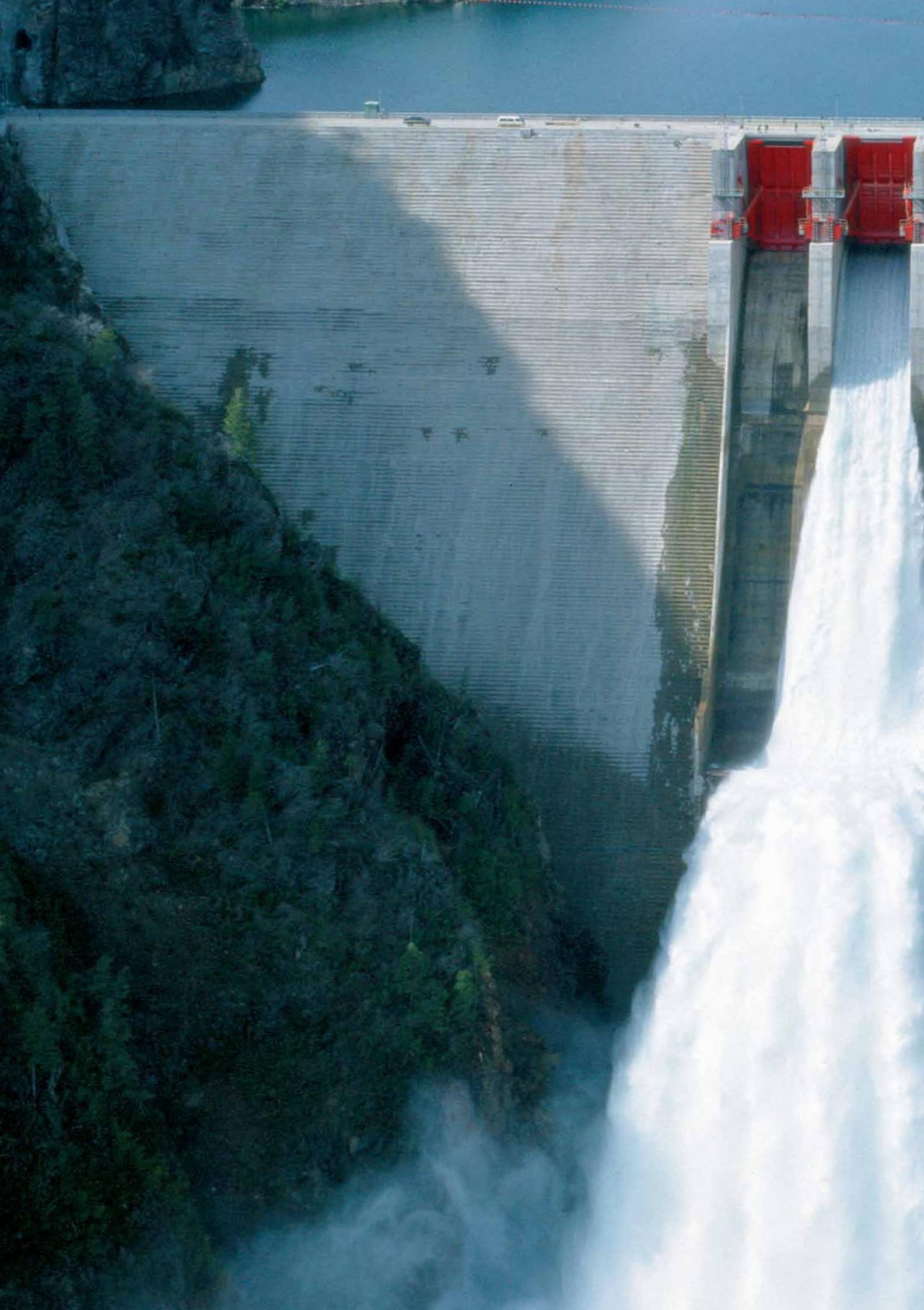
Endesa Chile ha mantenido vigente seguros de construcción y retraso de puesta en marcha en todas las obras desarrolladas por ella. Dichos seguros fueron contratados luego de un proceso de licitación privada, a la que fueron invitados los principales aseguradores.

El programa de seguros establecido para todos los proyectos contempla seguros de todo riesgo construcción y montaje, transporte, responsabilidad civil y retraso de puesta en marcha, con límites y deducibles de acuerdo a la política de riesgos de la compañía.

2.6.3. Siniestros

El terremoto del 27 de febrero de 2010 produjo daños importantes en central Bocamina y también en la central en construcción Bocamina II. Los costos de la reparación de los daños y los menores ingresos por la menor generación de Bocamina o el retraso de la puesta en marcha de Bocamina II, debido al terremoto, están amparados por los seguros contratados, debiendo la empresa sólo asumir los respectivos deducibles de cada contrato de seguros.

A fines de 2012, se produjo el acuerdo sobre las pérdidas indemnizables. En el caso de Bocamina I, amparada por el seguro de operación, la indemnización alcanzó los US\$85 millones, mientras que para el caso de la central Bocamina II, amparada por el seguro de construcción, la indemnización alcanzó a US\$113 millones.



factores de riesgo

p. 70
Factores de riesgo

p. 70
Riesgo de tasa
de interés

p. 70
Riesgo de tipo de cambio

p. 71
Riesgo
de “commodities”

p. 71
Riesgo de liquidez

p. 72
Medición del riesgo

p. 73
Otros riesgos

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 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 Endesa Chile.

2. 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 con 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 71%, 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 según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta

	dic-11 %	dic-12 %
Tasa de interés fijo	83%	71%
Tasa de interés variable	17%	29%
Total	100%	100%

3. 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 de las empresas del Grupo es sobre la base de 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.

4. Riesgo de “commodities”

Endesa Chile 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 swaps por 462 mil barriles de Brent para enero de 2013, y 365 mil toneladas de carbón para el periodo febrero-junio de 2013 (Ver Nota 18.3.a).

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

5. 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 periodo 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 16 y 18 y anexo N° 4, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2012, Endesa Chile presenta una liquidez de M\$276.794.675 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 193.708.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2011, Endesa Chile tenía una liquidez de M\$421.282.284 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$199.892.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

6. Riesgo de crédito

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

6.1. 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.

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.

6.2. 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 tres 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.

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

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

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

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	
	31-12-2011 M\$	31-12-2012 M\$
Tasa de interés	36.951.206	7.929.596
Tipo de cambio	3.122.801	1.503.495
Correlación	(470.475)	(2.609.351)
Total	39.603.532	6.823.740

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.

7. Medición del riesgo

Endesa Chile 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, 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 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:



8. Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado.

El no pago -después de cualquier periodo de gracia aplicable– de deudas de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$50 millones, y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$50 millones, podría dar lugar al pago anticipado del crédito sindicado. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en la compañía, 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 este crédito.

Por otro lado, el no pago -después de cualquier periodo de gracia aplicable– de cualquier deuda de 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 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.





marco regulatorio de la industria eléctrica

p. 76
Argentina

p. 82
Chile

p. 87
Perú

p. 78
Brasil

p. 84
Colombia



1. Argentina

1.1. Estructura de la industria

El sector eléctrico argentino se rige por la Ley N°15.336 de 1960 y la Ley N°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 los 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 a si el cliente tiene un contrato con el distribuidor o con un generador.

En 2002, debido a la fuerte crisis económica que asoló al país, se dictó la Ley N°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 dólares. Esta obligada 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 en 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 el periodo transitorio en el que nos encontramos, 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.

1.2. 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 la 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 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 al 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 2011, hubo un incentivo para incrementar la capacidad



instalada aumentando el pago por potencia en las unidades generadoras térmicas, especialmente turbinas de vapor y ciclos combinados, pero esto no fue renovado para 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 fondo. Desde 2002, la Secretaría de Energía en la práctica ha mantenido el precio estacional promedio. Así se ha creado un déficits importantes 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 de Endesa Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un importe total de ~304 MUSD, 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.

1.3. 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 períodos 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 las 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, que representan un incremento del 40% del VAD y del 20% de las tarifas.

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 con economías de escala que no permiten la competencia, por lo tanto, opera como un monopolio y está sujeto a una regulación considerable.

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 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de diez años.

2. Brasil

Aunque Endesa Chile no posee filiales en Brasil, tenemos inversiones de capital a través de Endesa Brasil.

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 brasileño. El cargo por transmisión es fijo y los ingresos de transmisión no dependen de la cantidad de electricidad trasmisida.

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 brasileño 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, autoproductores, 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 N°9.427/96, los consumidores no regulados en Brasil son aquellos que: (i) demandan una capacidad de a lo 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 brasileño es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasileño (ONS) y está dividido en cuatro sub-sistemas: Sudeste, Centro-Poniente, Sur, Noreste y Norte. En adición al sistema brasileño, existen 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.

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 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 hidroeléctricas) 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 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 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 de 2012, 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 N°12.783 de conversión de la medida provisoria.

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, minihidro, 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 en 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.

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 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 1.760 millones de Reales (US\$885 millones) y una Base Neta de 1.160 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.

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.

3. Chile

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 los Centros de Despacho Económicos de Carga, llamados CDEC (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales son entidades autónomas que están integrados por generadoras, transmisores, subtransmisores 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.

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 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 demanda a través de la distribución y son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE); el regulador. Esto permite a los generadores obtener ingresos estables y predecibles, evitando la volatilidad del costo marginal y fomentando así la inversión en el sector.

En Chile, existe pago por capacidad dado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina



a 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.

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 se encuentre dentro del 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.

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.

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 (ERNC), la ley N°20.257, la cual 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, 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 5% para 2010 a 2014, aumentándose en 0,5% anual a partir de 2015.

Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación en 2015 deberán cumplir con 5,5%, los de 2016, con 6%, y así sucesivamente, hasta alcanzar 10% en 2024.

4. Colombia

4.1. Estructura de la industria

El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por las Leyes N°142 y N°143, de 1994. De acuerdo con la Ley N°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 MW 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 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.

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 una 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.

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 fijada 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 de mantenimiento, calidad de servicio y pérdidas de energía.

4.4. Regulación en transmisión

Las redes de transmisión que operan a 220 kV a lo menos constituyen el Sistema de Transmisión Nacional, o 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.

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 1 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.

4.6. Regulación medioambiental

El marco legal para la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley N°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.

Cualquier 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 4 % de su generación, con tarifas que son determinadas anualmente.

La Ley N°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.

5. Perú

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.

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 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 N°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. Sólo 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.

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 Osienergmin y el estudio de las empresas. Las tarifas preliminares son comprobadas para asegurar que ellas proporcionan una tasa interna de retorno promedio anual entre 8% y 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.

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.

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 5% de la demanda del SEIN debe ser suministrada con la utilización de ERNC. Esta meta podría incrementarse cada 5 años. Las tecnologías consideradas como recursos renovables son: biomasa, eólica, mareomotriz, geotérmica, solar y minihidro (hidroeléctricas menores a 20 MW).



descripción del negocio eléctrico por país

p. 92
Operaciones
en Argentina

p. 96
Operaciones en Brasil

p. 98
Operaciones en Chile

p. 107
Operaciones
en Colombia

p. 111
Operaciones en
Perú



1. Operaciones en Argentina

1.1. Capacidad instalada, generación y ventas de energía

Capacidad instalada (MW) (1)	2011	2012
Endesa Costanera		
Costanera (turbo vapor)	1.138	1.138
Costanera (ciclo combinado)	859	859
Central Buenos Aires (ciclo combinado)	327	327
Total	2.324	2.324
El Chocón		
El Chocón (hidroeléctrica)	1.200	1.200
Arroyito (hidroeléctrica)	128	128
Total	1.328	1.328
Total Argentina	3.652	3.652
Generación de energía eléctrica (GWh)	2011	2012
Endesa Costanera	8.397	8.488
El Chocón	2.404	2.801
Total generación en Argentina	10.801	11.289
Ventas de energía eléctrica (GWh)	2011	2012
Endesa Costanera	8.493	8.655
El Chocón	2.888	3.197
Total ventas en Argentina	11.381	11.852

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año.

1.2. Actividades y proyectos

Endesa Chile 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, 69,8% y 65,4% de la propiedad, respectivamente.

Estas empresas poseen en conjunto 3.652 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2012, 11,7% de la capacidad instalada del SIN argentino.

La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó los 11.289 GWh, 9% de la generación total de dicho país. Por su parte, las ventas físicas de energía alcanzaron los 11.852 GWh, 9,8% 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 5,326% y 18,85% de la propiedad, respectivamente.

Durante 2010, se habilitó la operación comercial bajo ciclo completo de las centrales termoeléctrica Manuel Belgrano y 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 FONINVEMEN, 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 2012, las cuotas de acuerdo a lo previsto.

Respecto del proyecto Vuelta de Obligado S.A. (VOSA), que contempla la instalación de un Ciclo Combinado del orden de 800 MW y en adición a lo informado el año anterior, cabe mencionar que, en 2012, la Secretaría de Energía aprobó el Pliego de Licitación de la Central de Ciclo Combinado confeccionado oportunamente por el equipo de trabajo de VOSA. El 5 de julio, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios informó que se realizó la adjudicación del contrato de obra "llave en mano" de la central a la Unión Transitoria de Empresas formada por General Electric, Duro Felguera y Fainser, en un plazo de 36 meses. Una vez puesto en funcionamiento el generador (previsto para 2014) se iniciará la devolución de la deuda que mantiene CAMMESA con las empresas generadoras que aportaron a dicho proyecto -entre ellas HECSA y Costanera-, a través de un contrato de abastecimiento durante 10 años a una tasa Libo de 30 días más 5%, conforme al Acuerdo Generadores 2008-2011.

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



1.2.1. 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 de 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 febrero, superando en 1,8% el récord de 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 periodo 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 los resultados operacionales de la sociedad.

Cabe destacar el acuerdo formalizado en octubre 2012 entre Endesa 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 US\$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 Endesa Costanera, fue instruida por la Secretaría de Energía. En ese sentido, CAMMESA y Endesa Costanera formalizaron 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 US\$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.

1.2.2. 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 Turbogrupo 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 complementó la instalación del sistema contra incendio en las unidades 1, 3, 4, 5 y 6 de la central El Chocón y el sistema de monitoreo de vibraciones en las unidades 3, 4 y 5 de la misma planta.

En el aspecto comercial, durante 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 98% de la capacidad contratable con Grandes Usuarios del Mercado a Término, con un alto porcentaje de estos contratos celebrados por períodos superiores al año y con clientes de primera línea. En el transcurso de 2012, se realizaron ventas por 1.886 GWh en el mercado spot y por 1.311 GWh en contratos.

En materia regulatoria, 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 canceló parte de su deuda por US\$25,8 millones, especialmente, considerando el complejo escenario imperante en el sector eléctrico. 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 de 18%. Cabe mencionar que en diciembre de 2012 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 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 “online” de vibraciones en las unidades 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 Telecomando del Dique Compensador Arroyito, etapa 3, el cual fue aprobado por la Secretaría de Energía de la Nación.

2. Operaciones en Brasil

2.1. Endesa Brasil

En 2005, se constituyó el holding Endesa Brasil S.A., surgido del aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica, Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De ese modo, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y Enersis comenzó a consolidar Endesa Brasil S.A. Endesa Chile cuenta con una participación de 38,88% en Endesa Brasil S.A.

Endesa Brasil S.A. controla las siguientes empresas:

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

2.1.2. 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 Termoeléctricidad (PPT) del gobierno federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales clientes son Coelce y Petrobras. La generación eléctrica en 2012 fue de 1.454 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 2.947 GWh.

2.1.3. 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 100% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 km, 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 I y II) 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.

2.1.4. Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en 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 ocho 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, 3% 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 de 2011. Del total de energía distribuida, 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% a 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. En 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.

2.1.5. 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 de Latinoamérica (Premio CIER), ambos por cuarta vez consecutiva.

Al cierre de 2012, los clientes alcanzaron a 3.338.163, lo que representó un aumento de 3,5% del número de clientes existentes a igual fecha del año anterior. La clasificación por tipo de clientes indica que 73% son residenciales, 13% rurales, 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 de 10,1% comparado con las ventas de 2011. Las clases de consumo que influyeron en este crecimiento fueron: clientes rurales con crecimiento de 35%, debido a las escases de lluvias durante este año que incentivó el uso de bombas eléctricas para regadío. Luego, clientes de peajes con crecimiento de 17%, poderes públicos con 15%, y finalmente clientes residenciales y comerciales con 9% de incremento. Por su parte, los clientes industriales presentaron una disminución de 7%.

3. Operaciones en Chile

Endesa Chile y sus filiales y sociedades de control conjunto, en Chile, cuentan con un parque generador compuesto por 108 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC), y 8 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

3.1. Centrales generadoras de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto

Central	Compañía	Tecnología	Capacidad instalada (MW) (1)	
			2011	2012
Los Molles	Endesa Chile	Hidráulica	18	18
Rapel	Endesa Chile	Hidráulica	377	377
Sauzal	Endesa Chile	Hidráulica	77	77
Sauzalito	Endesa Chile	Hidráulica	12	12
Cipreses	Endesa Chile	Hidráulica	106	106
Isla	Endesa Chile	Hidráulica	70	70
Abanico	Endesa Chile	Hidráulica	136	136
El Toro	Endesa Chile	Hidráulica	450	450
Antuco	Endesa Chile	Hidráulica	320	320
Ralco	Endesa Chile	Hidráulica	690	690
Palmucho	Endesa Chile	Hidráulica	34	34
Taltal	Endesa Chile	Fuel/Gas	245	245
Diego de Almagro (2)	Endesa Chile	Fuel/Gas	24	24
Huasco TG	Endesa Chile	Fuel/Gas	64	64
Bocamina (3)	Endesa Chile	Carbón	128	478
San Isidro 2	Endesa Chile	Fuel/Gas	399	399
Quintero	Endesa Chile	Fuel / Gas Natural	257	257
Ojos de Agua	Endesa Eco	Hidráulica	9	9
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	570	570
Curillínque	Pehuenche	Hidráulica	89	89
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40	40
Pangue	Pangue	Hidráulica	467	467
San Isidro	San Isidro	Fuel/Gas	379	379
Canela	Central Eólica Canela	Eólica	18	18
Canela II	Central Eólica Canela	Eólica	60	60
Tarapacá TG	Celta	Fuel/Gas	24	24
Tarapacá carbón	Celta	Carbón	158	158
Atacama (2)	GasAtacama	Diesel / Gas Natural	390	390
Total			5.611	5.961

(1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras, en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.

(2) Endesa Chile tiene 50% de participación en la sociedad de control conjunto GasAtacama, consolidándose en la proporción que representa en el capital social, por tanto se incluye 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de esta central.

(3) A partir del 28 de octubre de 2012, se declara en operación comercial la unidad TV2 de la central Bocamina con resolución del CDEC-SIC D.O N°1141/2012.

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y de sus empresas filiales en el SIC alcanzaron 19.918 GWh en 2012. Este volumen representa una participación de 43% en las ventas totales del SIC, incluidas las ventas a clientes y las ventas netas en el mercado spot. Las ventas a clientes regulados representaron 70%, a clientes libres 26%, y 4% correspondió a operaciones netas en el mercado spot.i

Asimismo, las ventas de energía eléctrica de la filial Celta, en el SING, alcanzaron a 961 GWh en 2012, que representaron una participación de 6% en las ventas totales de dicho sistema eléctrico. Las ventas de la sociedad de control conjunto GasAtacama se ubicaron en 399 GWh, significando 3% de las ventas totales del SING.



3.2. Capacidad instalada, generación y ventas de energía de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto

Capacidad instalada (MW) (1)	2011	2012
Endesa Chile	3.407	3.757
Pehuenche S.A.	699	699
Pangue S.A.	467	0
San Isidro S.A.	379	846
Endesa Eco	87	87
Celta S.A.	182	182
GasAtacama (2)	390	390
Total	5.611	5.961

Generación	2011	2012
Endesa Chile	11.458	12.339
Pehuenche S.A.	2.983	2.625
Pangue S.A.(3)	1.713	326
San Isidro S.A. (3)	2.460	3.529
Endesa Eco	173	204
Celta S.A.	908	803
GasAtacama (2)	1.026	369
Total	20.722	20.194

Ventas	2011	2012
Ventas a clientes finales		
Endesa Chile	17.320	18.724
Pehuenche S.A.	260	318
Pangue S.A.	1	0
San Isidro S.A.	-	0
Endesa Eco	-	0
Celta S.A.	917	925
GasAtacama (2)	1.754	338
Ventas a los CDEC	1.817	971
Total	22.070	21.277

(1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras, en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.

(2) Endesa Chile tiene 50% de participación en la sociedad de control conjunto GasAtacama, consolidándose en la proporción que representa en el capital social, por tanto se incluye 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de esta central. La disminución de ventas de GasAtacama se debe a que en diciembre de 2011 vencieron los contratos que tenía GasAtacama con las distribuidoras Empresa Eléctrica de Arica S.A. (Emelar), Empresa Eléctrica de Iquique S.A. (Eliqsa) y Empresa Eléctrica de Antofagasta (Elecda del grupo CGE). Asimismo, en enero de 2012, venció el contrato con Minera Escondida, y en marzo de 2012 el contrato con El Tesoro.

(3) A partir del 1 de mayo de 2012, la empresa Pangue se fusionó con San Isidro; por esa razón se presentan diferencias significativas en capacidad instalada y generación con respecto al año anterior en estas dos empresas.

3.3. Principales clientes y proveedores

Los principales clientes de Endesa Chile son: CGE, Chilectra, Chilquinta, Codelco Salvador, Grupo Saesa, Grupo CAP, Carmen de Andacollo, Compañía Minera Los Pelambres, Collahuasi, Emelectric, MVC (cliente de Pehuenche), Cementos Bío Bío, GNL Quintero, Emelat, Masisa, CMPC Celulosa Laja, OXY, Melón y AngloAmerican.

Por su parte, los principales proveedores de la compañía son: GNL Chile (BG y GNLQ), YPF, TGM, Gas Andes (Chile y Argentina), Electrogas, GasAtacama, Endesa S.A., Norden, WBC, Froward S.A., Copec y Transelec.

Los principales competidores de Endesa Chile son: Colbún, AES Gener, E-CL y Guacolda.

Respecto de cada uno de los principales clientes y proveedores de Endesa Chile, no existe un grado de dependencia que pudiera considerarse relevante.

3.4. Escenario operacional y comercial

3.4.1. Eventos que influyeron en el desempeño operacional y comercial

El Sistema Interconectado Central (SIC) se vio afectado por tercer año consecutivo por una hidrología de características secas. Esto motivó que 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 2012 altos costos de suministro eléctrico. Como consecuencia de ello, se observaron también elevados precios de la energía eléctrica.

Si bien los eventos antes señalados tuvieron impactos en el margen de la compañía durante 2012, ellos fueron mitigados por 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 tales como la ocurrencia de una condición hidrológica seca como la descrita, y atrasos que afectan a los proyectos del sector eléctrico, como los que están ocurriendo tanto en el segmento de la generación como en el de la transmisión eléctrica.

3.4.2. Condición hidrológica y situación de suministro en el SIC

En 2012 comenzó con un deshielo normal-seco, sin precipitaciones, hasta fines de mayo, fecha en que se inicia un periodo breve de lluvias de mayor intensidad que se extendió sólo por poco más de un mes, hasta principios de julio. Posteriormente, se registraron precipitaciones ocasionales, de baja intensidad, todo lo cual configuró un 2012 de características secas, con una probabilidad de excedencia acumulada de afluentes cercana a 85%. Si bien los dos primeros trimestres de 2012 fueron los menos secos, con probabilidades de excedencia acumulada de afluentes de 65% y 64%, respectivamente, el panorama cambió sustancialmente durante el resto del año.

En efecto, por ausencia de precipitaciones, la situación hidrológica durante el tercer trimestre desmejoró notablemente registrándose una condición seca correspondiente a una probabilidad de excedencia acumulada del orden de 87%. Ello implicó que durante el cuarto trimestre se presentara un deshielo muy escaso durante los meses de octubre y noviembre, con una leve mejoría en diciembre, mes en que se registraron precipitaciones de magnitud inusual para esa época, pero que no impidió que ese trimestre concluyera, en definitiva, con una condición muy seca con una probabilidad de excedencia acumulada de 97%.

3.4.3. Generación y costos de suministros en el SIC

La condición seca durante 2012 implicó un abastecimiento con una alta proporción de generación térmica que correspondió a 57,4% del suministro total del SIC, porcentaje que fue mayor al del año anterior de 54,6%. Dicha cifra de generación térmica se compuso de 29,1% de producción con carbón (que sube respecto a 21,9% de 2011), 21,2% con GNL (que casi se mantiene respecto a 21,8% del año anterior) y 7,1% con petróleo (que se reduce frente a los 8,2% de 2011). La generación hidroeléctrica, al igual que en 2011, se mantuvo en niveles disminuidos, representando sólo 41,9% de la generación total, porcentaje incluso menor a 44,7% de 2011. Esto se debe a que los embalses de regulación anual tales como el Lago Laja y Laguna del Maule, continuaron operando gran parte del año en la zona de restricción de extracciones, debido a sus bajos niveles de cota que se registraron durante 2012, con recuperaciones leves en los meses en que ocurrieron precipitaciones. La generación eólica representó un porcentaje de 0,8%, similar a 2011.

Como se señaló anteriormente, los precios de los combustibles mantuvieron los niveles elevados de 2011, lo que contribuyó a que se mantuvieran también altos los costos de la generación del SIC. En efecto, si bien el precio promedio del carbón, principal combustible utilizado en la generación térmica en 2012, tuvo una disminución del orden de 17% (de 150 US\$/Ton a 126 US\$/Ton), los otros combustibles registraron alzas en sus precios promedios anuales: el GNL aumentó cerca de 9% (de 518 US\$/Dm³ a 566 US\$/Dm³); Fuel oil N°6, 5% (622 US\$/Ton a 654 US\$/Ton), y el diesel en 3% (de 823 US\$/Ton a 845 US\$/Ton).

Los altos costos de generación, durante 2012, implicaron a su vez altos precios de la energía en el mercado spot, similares también a los registrados en el ejercicio anterior. El costo marginal horario promedio anual en el nudo Alto Jahuel - 220 kV registró un valor del orden de 194 US\$/MWh, inferior en 3% respecto del mismo precio promedio de 200 US\$/MWh de 2011. A nivel mensual, los costos marginales promedio de 2012 tuvieron valores inferiores a los de 2011, sólo en febrero y marzo, meses en que el deshielo no se observaba muy seco, y en junio y julio debido a las precipitaciones concentradas en esos meses.

3.4.4. La importancia del gas natural licuado (GNL) y record de generación térmica

Durante 2012, el suministro de GNL para las centrales de Endesa Chile en el SIC resultó fundamental para contener los costos de generación térmica en el contexto de hidrología seca y retraso en la operación de la central Bocamina II. La generación de Endesa Chile con GNL fue 5,74 TWh.

El Terminal de GNL Quintero descargó 39 barcos, con un contenido de 3.089 millones de metros cúbicos de gas natural, de los cuales 1.118 millones de metros cúbicos correspondieron a Endesa Chile. Lo anterior, permitió un ahorro de más de US\$ 400 millones por sustitución de compras de petróleo por GNL. En el mismo sentido, cabe destacar que unos 735 millones de metros cúbicos de gas de otros socios del terminal también fue destinado a producción eléctrica, a través de su venta a otros generadores del SIC, lo que permitió también ahorros de costos en el sector eléctrico por una menor generación con petróleo.

Las compras de GNL del año se realizaron esencialmente en el marco del contrato de suministro de GNL de largo plazo existente con el proveedor British Gas. No obstante, debido a la sequía, Endesa Chile requirió dos embarques adicionales, uno de los cuales fue provisto por Endesa Energía.

3.4.5. Aspectos regulatorios asociados al sector eléctrico: proyectos de ley y reglamentos.

Dos proyectos de Ley que se discuten en el Congreso de Chile tendrán un efecto favorable en el desarrollo y operación del sistema: el Proyecto Carretera Eléctrica y el Proyecto que busca modificar las concesiones eléctricas y agilizar su tramitación.

El proyecto Carretera Eléctrica, que se encuentra a la fecha en Primer Trámite Constitucional del Senado, incluye acciones que permiten facilitar el desarrollo de la capacidad de transmisión en el sistema troncal y ramales adicionales, cuyas instalaciones serán diseñadas con mayores holguras de capacidad, atendiendo a planificaciones económicas con horizontes de plazos más amplios, cuyos costos serán remunerados en forma compartida entre los diferentes usuarios que resulten beneficiados con sistemas de transportes más holgados. Este proyecto tiene como objetivo, fundamental, permitir el desarrollo futuro de polos de generación o demanda en diferentes zonas del país, principalmente energías renovables, incluida la hidroelectricidad.

El otro proyecto citado, pretende agilizar la tramitación y los plazos asociados a las concesiones eléctricas, incluyendo acciones que afectan las diferentes fases que se contemplan en estos procesos de tramitación. Esta iniciativa permitirá reducir los problemas de retrasos de construcción que afectan actualmente a los proyectos de transmisión y que impiden una operación económica fluida y eficiente para el suministro eléctrico entre las diferentes zonas del país.

También están en el debate otros dos proyectos que llevan una tramitación de más larga data (2010). Uno de ellos es el proyecto de modificación de la Ley N°20.257 sobre ERNC, que busca incentivar la incorporación de estas tecnologías de generación y hacerlo en forma más competitiva, y el proyecto de modificación de concesiones geotérmicas que pretende incentivar el desarrollo de este tipo de generación eléctrica.

Por otra parte, dentro de la Agenda Pro Inversión y Competitividad que impulsa el Gobierno, se anunció un paquete de medidas dentro de diferentes áreas de la economía, entre las que se incluye energía. Endesa Chile participó durante 2012 con sus observaciones a las siguientes iniciativas regulatorias para el sector: i).- el reglamento de servicios complementarios que regula los precios y la remuneración de estos servicios, el cual se promulgó en el Diario Oficial el 31 de diciembre de 2012; ii).- el reglamento de los Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), y que modifica el reglamento vigente sobre la administración y operación de los CDEC, con el objetivo de fortalecer la autonomía e independencia de esta entidad para ejercer sus

funciones; y iii).- el reglamento de licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras, también en etapa de elaboración, el que modifica el reglamento vigente para introducir mejoras en las bases de licitación.

3.4.6. Inicio comercial de contratos licitados por las empresas de distribución eléctrica

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 2012, 2013 y 2014, respectivamente,

3.4.7. El efecto operacional y comercial en Endesa Chile

La fortaleza de Endesa Chile para hacer frente a los impactos de distintas variables que afectan su actividad operacional y comercial, es poseer un parque generador competitivo. Esto lo logra con una proporción mayoritaria de generación de origen hidroeléctrico. A su vez potencia su parque el ingreso de la central Bocamina II, que aporta una proporción importante de generación térmica eficiente, permitiéndole a la compañía mantener bajos costos de producción. Adicionalmente, Endesa Chile ha diseñado y aplicado una política comercial equilibrada con una baja exposición al riesgo hidrológico, ello sobre la base de comprometer en contratos un nivel de energía acorde con el tamaño y composición de su parque generador, mantener una cartera diversificada de clientes y aplicar una política de precios que le permitida sostener los márgenes aún en situaciones de hidrología seca y altos costos marginales en el mercado spot como los tenidos este año 2012.

3.5. Acciones de Endesa Chile durante 2012

3.5.1. En la explotación de las instalaciones

La excelencia en la explotación de las instalaciones de Endesa Chile ha sido una característica permanente en la compañía para mantener los elevados estándares de disponibilidad, eficiencia y seguridad en la operación de sus centrales, permitiéndole alcanzar una posición de liderazgo en el

mercado eléctrico. Dicha excelencia operativa se demuestra, a modo de ejemplo, en los siguientes hechos ocurridos durante 2012:

- La unidad 1 de central Bocamina alcanzó un nuevo récord de generación bruta anual, al producir 1.043 GWh. Este récord desplaza ampliamente al logrado en 2007, donde generó 1.009 GWh.
- La unidad 2 de central Bocamina entró en servicio comercial el 28 de octubre, a las 23:58 horas, y en 2012 produjo 507 GWh.
- El Consejo Nacional de Seguridad otorgó a las centrales Tarapacá y Bocamina los premios “Esfuerzo en Prevención de Riesgos”, “Excelencia en prevención de Riesgos” y el premio “Consejo Nacional de Seguridad”. Este último también fue otorgado a las centrales térmicas a gas de la compañía y a sus centros de explotación Centrales Hidroeléctricas del Sur y Centrales Hidroeléctricas del Centro.
- Central Antuco fue galardonada con el premio a la Excelencia Operativa 2011, en la categoría de centrales hidroeléctricas. Dicho premio destaca a la central de mejor desempeño dentro de las unidades hidroeléctricas del Grupo en Sudamérica. El mismo, evalúa el comportamiento de la planta en aspectos tales como operación, mantenimiento, medio ambiente y seguridad laboral.
- Central termoeléctrica Quintero se convirtió en la primera central del Grupo Enel a nivel mundial en certificar un Sistema de Gestión de Energía (SGE) bajo la norma ISO 50.001, al aprobar la auditoría realizada por AENOR a la implementación de esta norma de gestión de energía.
- Se certificaron las capacidades de partida autónoma y cierre contra barra muerta en 30 de las 31 unidades generadoras que tienen esta cualidad. Con esto se da un paso adelante en mejorar la respuesta de Endesa Chile ante contingencias del sistema eléctrico.
- Todo el parque generador de Endesa Chile está certificado en las normas ISO 14.001 y OHSAS 18.001. Además, seis de las centrales generadoras también están certificadas en la norma ISO 9.001.

Algunas de las acciones efectuadas en 2012, orientadas a impactar favorablemente los resultados operacionales y el valor de la empresa, fueron las destinadas a mejorar y modernizar las instalaciones existentes, tales como:

- Se modernizaron las tres unidades de central Sauzal y la unidad de central Sauzalito, lo que además de elevar el estándar de sus instalaciones, permitió dar cumplimiento a lo dispuesto en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
 - En noviembre se emitió la “Full Notice to Proceed” a Alsthom-Chile para el suministro e implementación en central Tarapacá de un filtro de mangas. Este equipo permitirá cumplir con la norma de emisiones que, respecto de material particulado, entrará en aplicación en diciembre de 2013.
 - En julio se verificó mediante la primera de tres auditorías el cumplimiento del plan de implementación de las acciones establecidas en el acuerdo de Producción Limpia (APL) de la zona industrial Puchuncaví-Quintero.
 - Con el propósito de apoyar la investigación de lagunas de enfriamiento y su eficiencia en los procesos de refrigeración de centrales térmicas, Endesa Chile firmó un convenio con Crystal Lagoons para la construcción de una laguna de enfriamiento “piloto”, de 5.000 m², en la central termoeléctrica San Isidro. Este proyecto permitirá verificar la aplicabilidad de este sistema de enfriamiento que podría presentar ventajas medio ambientales respecto a los sistemas tradicionales.
 - Se modificó el contrato de mantenimiento de las centrales San Isidro I y II suscrito con Mitsubishi. Esto permitió disminuir la duración de los mantenimientos programados y ampliar el tiempo entre éstos de 8.000 horas a 12.000 horas equivalentes.
 - Se adquirió y se inició el montaje en central Quintero de dos grupos de emergencias, cada uno de 3,3 MVA, que permitirán la partida autónoma de la central en caso de apagones.
- 3.5.2. En el ámbito comercial**

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 éstos durante 2012.

- Se firmaron nuevos contratos con los clientes Saesa, Frontel, Luz Osorno, y las cooperativas Coelcha, Copelec, Coopelan, Crell, Cooprel y Socoepa, a través de la licitación de Saesa y Cooperativas, para el suministro eléctrico del periodo mayo 2012 a diciembre 2014. Son 308 GWh/año, 704 GWh/año y 924 GWh/año para 2012, 2013 y 2014, respectivamente.

Asimismo, se firmó un contrato con el cliente ESO La Silla por 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 hidroeléctricas Pangue y Ralco, ubicadas en la Región del Biobío. En agosto, se efectuaron los seminarios con clientes en las ciudades de La Serena y Copiapó. En septiembre, se efectuaron los seminarios con clientes en Concepción y Valdivia.
- En noviembre se realizó en Santiago el “VIII Seminario con Clientes de Endesa Chile y filiales”, que contó con alta participación de los representantes de las empresas a las cuales se suministra energía eléctrica. Se realizaron presentaciones relativas a la situación de abastecimiento, el proyecto de Carretera Eléctrica y sobre las perspectivas hidrometeorológicas para el sector de generación.
- 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 “Satisficha”. 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, durante 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 los clientes de la compañía. Cabe señalar que este proyecto cuenta también con la participación de las empresas Guacolda y AES Gener, y se estima que entrará en operación durante el segundo trimestre de 2013.

3.6. Proyectos en construcción de Endesa Chile

3.6.1. Ampliación Central Bocamina, segunda unidad

El proyecto Ampliación Central Bocamina, segunda unidad, ubicado en la comuna de Coronel, provincia de Concepción, Región del Biobío, contempló la construcción de una unidad térmica a carbón de 350 MW, contigua a la central Bocamina, utilizando como combustible carbón pulverizado bituminoso. La central se conecta al Sistema Interconectado Central (SIC), mediante un enlace con la S/E Lagunillas de Transelec.

A fines de octubre de 2012 se sincronizó la unidad al SIC, llegando a los 350 MW y se declaró su operación comercial.

3.7. Proyectos en estudio de Endesa Chile

3.7.1. 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).

3.7.2. 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 de Los Ríos. Durante 2012, se elaboraron los estudios necesarios para dar respuesta al ICSARA N°3 que serán presentadas durante 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 de 2012, 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 el segundo trimestre de 2013.

3.7.3. 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 ante el 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.



Durante 2012, se avanzó en la elaboración de los estudios de factibilidad y preparación del EIA de la línea de transmisión que conectaría la central al SIC, a fin de someterla al proceso de evaluación ambiental.

3.7.4. Parque Eólico Renaico

El proyecto se ubicará en la Región de la Araucanía, comuna de Renaico.

La iniciativa contempla un parque eólico formado por 44 aerogeneradores de 2 MW de potencia instalada 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 de 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 conectaría a la línea Renaico-Angol.

Durante 2012, se terminó la ingeniería básica y se inició el proceso de licitaciones de los contratos de suministro. En el periodo se obtuvieron las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) del parque eólico y de la línea de transmisión en 220 kV.

3.7.5. Proyecto Minihidráulico Piruquina

El proyecto Minihidráulico Piruquina se ubicará en la isla de Chiloé, comuna de Dalcahue, provincia de Chiloé, Región de Los Lagos.

Piruquina es una minicentral hidroeléctrica que busca aprovechar las aguas del río Carihueico, en una zona que se caracteriza por tener un encajonamiento natural del río.

La capacidad instalada alcanzaría a plena capacidad los 7,6 MW.

La minicentral aprovechará las aguas del río Carihueico mediante un túnel de aducción y una tubería en presión

Durante 2012, se procedió a una optimización conceptual del proyecto y a una simplificación de las obras civiles.

3.8. Proyectos de empresas asociadas

3.8.1. 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.

Un hecho importante 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 de 2012, 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.



4. Operaciones en Colombia

4.1. Capacidad instalada, generación y ventas de energía

Capacidad instalada (MW) (1)	2011	2012
Emgesa		
Guavio (hidroeléctrica)	1.213	1.213
Guaca (hidroeléctrica)	325	325
Paraíso (hidroeléctrica)	276	276
Cartagena (termoeléctrica)	208	208
Termostipa (termoeléctrica)	236	236
Charquito (hidroeléctrica)	20	20
Limonar (hidroeléctrica)	15	15
La Tinta (hidroeléctrica)	20	20
Tequendama (hidroeléctrica)	20	20
La Junca (hidroeléctrica)	20	20
San Antonio (hidroeléctrica)	20	20
Betania (hidroeléctrica)	541	541
Total	2.914	2.914
Total Colombia	2.914	2.914

Generación de energía eléctrica (GWh)	2011	2012
Emgesa	12.090	13.294
Total generación en Colombia	12.090	13.294

Ventas de energía eléctrica (GWh)	2011	2012
Emgesa	15.112	16.304
Total ventas en Colombia	15.112	16.304

(1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año.

4.2. Actividades y proyectos

4.2.1. Centrales hídricas con aportes superiores a su media histórica

Producto del fenómeno de La Niña 2011-2012, se registraron aportes por encima de la media histórica en los cinco primeros meses de 2012. Durante el resto del año los aportes fueron ligeramente deficitarios. El promedio de los aportes en el Sistema Agregado Nacional durante todo el año correspondió a 103,3% de la media histórica. En enero, el volumen útil en los embalses era equivalente a 9.920 GWh, correspondiente a 84% del embalse útil agregado, mientras que para diciembre el volumen útil descendió a 8.059 GWh, correspondiente a 73,4% del embalse útil agregado. En total, se vertieron en el Sistema Agregado Nacional 2.434 GWh.

El promedio de los aportes al embalse del Guavio durante 2012 fue 106% de la media histórica, cifra similar a la registrada en 2011. El embalse inició con 91% del volumen útil en enero y terminó en diciembre con 68,5% de su volumen útil. Se vertieron 804 GWh del embalse durante mayo, junio, julio y agosto.

En 2012, los aportes medios no regulados en la cuenca del río Bogotá fueron de 136% de la media histórica. Los embalses Tominé y Muñá

iniciaron en enero con 64,6% y 100% de su volumen útil y, en diciembre, finalizaron con 70,3% y 72,8%, respectivamente.

En 2012, en Betania, se presentaron aportes equivalentes a 101% de la media histórica y se vertieron 93 GWh, en su mayoría en marzo, cuando los aportes alcanzaron 159,9% de la media histórica. Al finalizar 2012, el embalse se encontraba en 79% de su volumen útil.

4.2.3. Mantenimiento preventivo de las centrales

En 2012, los mantenimientos preventivos y los proyectos especiales en los centros de producción se ejecutaron de acuerdo con los planes y rutinas de intervención previamente establecidos, entre los que se pueden destacar el cambio de bobinados en las centrales Paraíso y Guaca, el cambio del rodete en la unidad 2 de Guavio y la inspección del túnel de fugas en esta misma central, mantenimientos mayores en las unidades 1 y 2 de Cartagena y la finalización de la reparación de la caldera en la unidad 2 de Termozipa.

4.2.4. Ampliación concesión de aguas río Bogotá

Se solicitó a la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), ampliar el plazo establecido en la Resolución 1.014 de 30 de julio de 1998¹, mediante la cual otorgó a Emgesa la concesión de aguas subterráneas y superficiales de los ríos Bogotá, Tominé, Muña y de las quebradas El Rodeo, Obasas, Vitelma, Santa Marta y La Junca, de manera tal que se extienda por el término de 50 años. Como sustento de la petición en mención se tuvieron en cuenta las condiciones cambiantes de carácter técnico, ambiental, económico y legal que rodean la situación de la concesión de aguas.

4.2.5. Estación elevadora Canoas

Se suscribió un convenio entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá y Emgesa, cuyo objeto es aunar

esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece Emgesa.

Lo anterior, en atención a la ubicación de la estación elevadora antes del Pondaje de Alicachín, pues de una parte, la EAAB no tendrá que asumir costos adicionales por la ubicación de la Estación Elevadora Canoas aguas arriba del sitio denominado Carbonera, que serán asumidos por

Emgesa (operación y mantenimiento), y de otra, Emgesa puede garantizar y mantener el caudal concesionado por la autoridad ambiental, debido a que las aguas residuales que transitarán por el túnel de excedentes podrán ser descargadas antes del Pondaje de Alicachín para ser bombeado al embalse del Muña. Adicionalmente, en el proceso de operación de la Estación Elevadora Canoas por parte de Emgesa, se permitirá el paso de las aguas por el Embalse del Muña, el cual tiene un efecto positivo sobre la calidad del agua del río, al disminuir los niveles de materia orgánica, sólidos suspendidos totales y nutrientes a su paso por él, mejorando la calidad del agua del río Bogotá.

A través del Fondo Nacional de Regalías y el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, fue aprobado el desembolso de 190.000 millones de pesos colombianos para la financiación de esta obra, que tendría un costo aproximado de \$1,1 billones de pesos colombianos. Esta cifra incluye \$327.000 millones de pesos colombianos para la construcción de la estación elevadora y \$750.000 millones de pesos colombianos para la construcción y puesta en funcionamiento de la planta de tratamiento. Los recursos restantes serán aportados por el Distrito, la EAAB, Emgesa y la Gobernación de Cundinamarca.

4.2.6. Sociedad Portuaria en Cartagena inicia operaciones

El 16 junio de 2011, la Superintendencia Delegada de Puertos, en comunicado de La Coordinación de Vigilancia e Inspección, notificó a la SPCC su Registro como Sociedad Portuaria Vigilada.

En el segundo semestre de 2011 se iniciaron formalmente operaciones portuarias de recibo de combustible en los tanques principales de la central Cartagena, para un total de 10 operaciones de descarga de combustible líquido en 2011, desde barcazas del proveedor C.I. Petromil, que representaron 7.350 toneladas métricas (aproximadamente 47.600 barriles), al 31 de diciembre de 2011.

En diciembre de 2011 se finalizó la etapa de los diseños para la construcción del muelle, obligación contractual establecida en el contrato de concesión INCO-SPCC de julio de 2010, dándose inicio al proceso de revisión de dichos diseños por parte de un proveedor de servicios de ingeniería.

Durante 2012, se registraron veintiún (21) operaciones portuarias con el descargue de combustible líquido (tipo pesado) desde barcazas

¹ Esta Resolución modificó la Resolución 603 del 29 de abril de 1997.



de la firma CI PETROMIL S.A.S., a central Cartagena, las cuales representaron 88.354 barriles (12.587 toneladas métricas).

En diciembre de 2012 se realizó la etapa de ajuste del diseño del muelle de acuerdo con las obligaciones pactadas en el contrato de concesión vigente entre la SPCC y el INCO, con el objetivo de realizar la construcción del mismo en el año 2013.

4.2.7. Avance interconexión Colombia-Panamá

En 2012, como parte del proyecto de Interconexión Colombia-Panamá, estaban programados para fines de agosto dos eventos que viabilizarían el esquema de financiación de la línea y a su vez posibilitarían la participación de agentes colombianos en el mercado mayorista de energía panameño haciendo uso del enlace: la subasta de Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la línea (DFACI) y el acto de concurrencia para la compra de potencia y energía por parte de los distribuidores de Panamá.

Dada la oportunidad de crecimiento que significa la interconexión para Emgesa, y después de realizar los análisis de factibilidad correspondientes, la compañía decidió participar en la subasta de DFACI y el acto de concurrencia. Con este objetivo, se obtuvieron las correspondientes autorizaciones para la participación y se constituyeron todas las garantías necesarias. Por otra parte, se constituyó en julio la sociedad Emgesa Panamá S.A., de la cual Emgesa es propietaria en

100%, previa autorización de su Junta Directiva y Asamblea General de Accionistas.

Durante el proceso de subasta de DFACI, Emgesa cumplió con todos los requisitos exigidos en cada una de las etapas, logrando ser precalificado y finalmente habilitado para participar junto con otros dos agentes colombianos.

Pese a los adelantos del proceso, y antes de la ejecución de la Subasta de DFACI, la sociedad Interconexión Eléctrica Colombia Panamá (ICP), encargada del proyecto, aplazó de manera indefinida la misma, debido a que no se alcanzaron algunas condiciones para la viabilidad de la iniciativa, relacionadas con aspectos financieros, técnicos y socio-ambientales, de acuerdo con información suministrada por ICP. Al respecto, los gobiernos de los dos países han adelantado conversaciones ratificando el interés en realizar el proyecto, para lo cual se vienen adelantando consultas técnicas adicionales, que comprenden la revisión del diseño conceptual del proyecto a fin de viabilizar un sistema integrado con máximo uso de la interconexión y beneficio directo para los mercados, cuyos resultados se esperan para comienzos de 2013.

4.2.8. Proyecto 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, en 2012, 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).

4.2.9. 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 nombres 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.



5. Operaciones en Perú

5.1. Capacidad instalada, generación y ventas de energía

Capacidad instalada (MW) (1)	2011	2012
Edegel		
Huinco (hidroeléctrica)	247	247
Matucana (hidroeléctrica)	129	129
Callahuana (hidroeléctrica)	80	80
Moyopampa (hidroeléctrica)	66	66
Huampani (hidroeléctrica)	30	30
Yanango (hidroeléctrica)	43	43
Chimay (hidroeléctrica)	151	151
Santa Rosa (termoeléctrica) (2)	429	426
Ventanilla (ciclo combinado) (3)	493	485
Total	1.668	1.657
Generación de energía eléctrica (GWh)	2011	2012
Edegel	9.153	8.740
Total generación en Perú	9.153	8.740
Ventas de energía eléctrica (GWh)	2011	2012
Edegel	9.450	9.587
Total ventas en Perú	9.450	9.587

- (1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año.
- (2) A partir de las 00:00 horas del 5 de septiembre 2012 se declara la disminución de la potencia bruta declarada de la unidad 7 de Santa Rosa, de 123.91 MW a 121.02 MW, de acuerdo a resolución COES-D-DP-802-2012 de 03 09 2012 –Perú.
- (3) A partir de la 00:00 horas del 30 de agosto de 2012 se declaró la disminución de la potencia bruta declarada del ciclo combinado Ventanilla, que pasó de 492.74 MW a 485.00 MW de acuerdo a la resolución COES-D.DP-785-2012 del 29 08 2012 –Perú.

5.2. Actividades y proyectos

5.2.1 Edegel

5.2.1.1 Cambio regulador de velocidad en central Huinco

Entre el 10 y el 24 de enero de 2012 se realizaron con éxito los trabajos de cambio del regulador de velocidad de la unidad 4 de la central Huinco.

5.2.1.2 Trabajos de reparación en canal de aducción de central Huampani

Entre el 25 de marzo y el 1 de abril de 2012 se realizaron trabajos de construcción de 767 metros de muros en el canal de aducción. Se cumplió, además, con el mantenimiento anual, corte de malezas y retiro de escombros a lo largo de todo el canal.

También se efectuaron trabajos de mantenimiento preventivo en los grupos de generación y el cambio del techo de la central hidroeléctrica Huampani.

5.2.1.3 Cambio de rodetes en central Matucana

En mayo de 2012 se efectuó el cambio de rodetes Pelton en el grupo 1 de la central hidroeléctrica Matucana. Se retiraron rodetes con 119,070 horas de servicio, siendo reemplazados por rodetes nuevos Andritz-Hydro, fabricados con tecnología Microguss.

Las mediciones preliminares han permitido determinar un incremento en el rendimiento medio ponderado de 6,7% en el grupo 1 respecto del grupo 2, así como un incremento medio en potencia de 4 MW en el grupo 1. Se estima un incremento en la generación anual de 35 GWh, con un beneficio estimado del orden de US\$900,000 anuales.

5.2.1.4 Inspección turbina vapor en central Ventanilla

La turbina a vapor de la central térmica Ventanilla estuvo fuera de servicio entre el 28 de enero y el 11 de febrero de 2012 por inspección menor programada. Se efectuaron trabajos de inspección del generador eléctrico, mantenimiento preventivo en las calderas de recuperación de calor 11 y 12, ajuste de válvulas de control de ingreso de vapor a la turbina, reemplazo general de materiales en las torres de enfriamiento y mantenimiento preventivo de los equipos del BOP (Balance of Plant) y servicios auxiliares.

5.2.1.5 Reparación del grupo 4 en central Ventanilla

Entre el 13 y el 18 de marzo de 2012, durante los trabajos de programados de inspección menor de la TG4 de central térmica Ventanilla, se detectaron daños en una de las placas y material base de la cámara de combustión y en algunos álabes fijos y móviles de la turbina.

Se efectuó el cambio de álabes dañados, la reparación de la carcasa y del metal base de la placa afectada en la cámara de combustión. El 17 de mayo de 2012, culminaron los trabajos de mantenimiento correctivo con el reingreso de la unidad en modo de ciclo combinado.

5.2.1.6 Cambio de paneles en caldera 11 de central Ventanilla

En junio de 2012 se efectuó el cambio de dos paneles superiores en la caldera HRSG11 de la central térmica Ventanilla. El trabajo se realizó bajo una estricta planificación bajo la supervisión de un especialista del fabricante de la caldera y la producción de los nuevos paneles así como el desmontaje y montaje correspondiente se realizaron con empresas locales, cumpliendo con los estándares de seguridad y calidad de ejecución exigidos.

5.2.1.7 Inspección mayor del grupo 3 en central Ventanilla

Desde el 5 de junio y el 16 de julio de 2012, se realizaron exitosamente los trabajos de inspección mayor en la unidad TG3 de la central térmica Ventanilla. Este trabajo se realizó bajo los alcances de los contratos de mantenimiento de largo plazo con la empresa fabricante y, en esta oportunidad, incluyeron trabajos correctivos en el rotor de turbina por leve corrosión en sus componentes así como el correspondiente balanceo dinámico de la unidad.

El 5 de octubre de 2012, finalizaron con éxito los trabajos de mantenimiento programado de inspección mayor de combustores en la unidad TG8 de la central térmica Santa Rosa, iniciados el 22 de septiembre de 2012.

5.3. Proyectos en estudio

5.3.1. Central hidroeléctrica Curibamba

Esta central se ubicará aguas arriba de la toma de la central hidroeléctrica Chimay, en el departamento de Junín, y aprovecharía los recursos 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 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.







medio ambiente y desarrollo sostenible

p. 115
Medio ambiente y
desarrollo sostenible

1. Medio ambiente y desarrollo sostenible

En el marco de su compromiso con el Desarrollo Sostenible Empresarial (DSE), desde 2003, Endesa Chile cuenta con una Política de Sostenibilidad Empresarial que orienta sus decisiones y acciones. Esta política aborda las tres dimensiones del DSE: económica, ambiental y social. Además, establece las prioridades de la compañía, a través de siete compromisos con el buen gobierno y el comportamiento ético; la creación de valor y la rentabilidad; el desarrollo de las sociedades en las que opera; la calidad del servicio; la salud, seguridad y desarrollo personal y profesional de sus trabajadores; la protección del entorno; y, la innovación y eficiencia.

Adicionalmente, incorpora dos retos que dan respuesta a las demandas de los principales grupos de interés de la compañía: el cambio climático; el enraizamiento y la legitimación social.

Endesa Chile se responsabiliza por transparentar e informar su desempeño en sostenibilidad, a través de su Informe de Sostenibilidad, el que da cuenta del desempeño social, ambiental y económico de la compañía a sus diversos grupos de interés, en cada periodo. Este documento se elabora bajo la metodología mundialmente aceptada del Global Reporting Initiative (GRI), cumpliendo con los más altos estándares en la materia.

Endesa Chile, como parte de su compromiso con el DSE, desde 2004 adhiere al Pacto Global de Naciones Unidas, iniciativa que busca fomentar la responsabilidad social de las empresas. La compañía informa, anualmente, los avances realizados en la aplicación de los principios del pacto, a través de su Comunicación de Progreso (COP). En junio de 2012, y por sexto año consecutivo, la COP de Endesa Chile obtuvo la máxima distinción del Pacto Global, calificando para el Programa Avanzado, por responder de manera sobresaliente con su compromiso.

Buscando extender a los trabajadores la Política de Sostenibilidad de la compañía, sensibilizándolos y comprometiéndolos con estos temas, se realizaron diversas actividades durante 2012, destacando la Gira anual de Charlas de Sostenibilidad por todas las instalaciones y centros de explotación de la compañía en Chile.

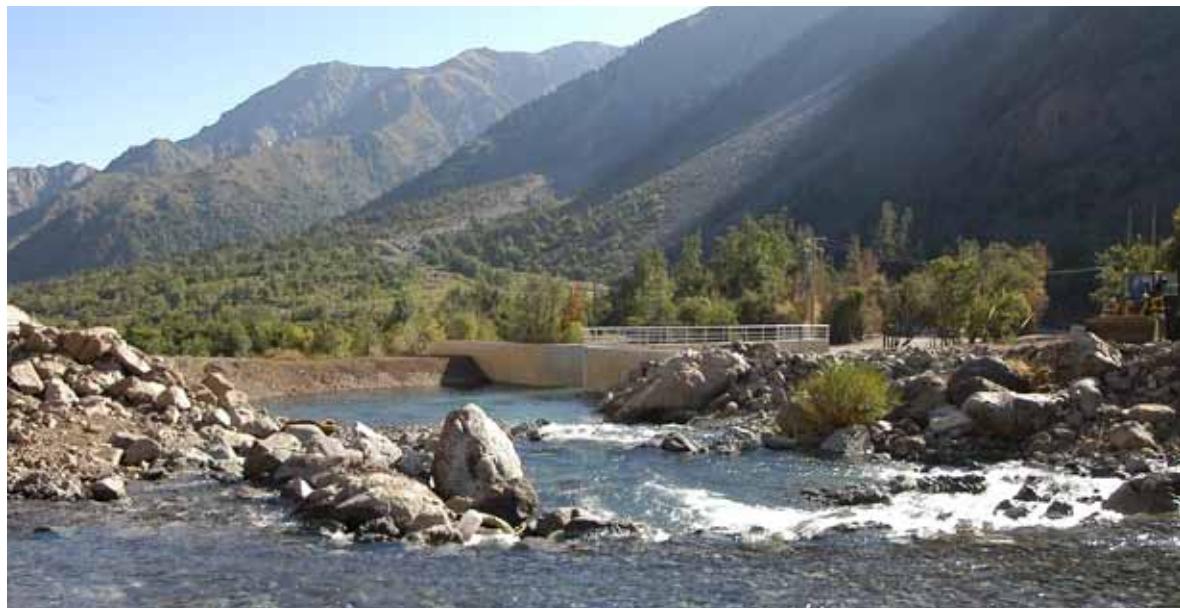
En agosto de 2012, se presentaron los resultados del VIII Ranking Nacional de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) que anualmente elaboran Fundación PROhumana, Revista Qué Pasa y la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC). En la ocasión, Endesa Chile fue reconocida entre las empresas más responsables socialmente de Chile, ocupando el séptimo lugar, y mejorando en cuatro posiciones respecto de su resultado en 2011.

En el marco de la estrategia de compromiso con los grupos de interés (stakeholder engagement) de la compañía, y buscando responder al reto del enraizamiento local, durante 2012, se actualizó el mapa de stakeholders, el cuál es un insumo fundamental para el diseño de planes de relacionamiento estratégico con los grupos de interés.

Durante 2012, se celebraron las sesiones programas del Comité de Sostenibilidad, la máxima instancia interna a cargo de la consecución de los objetivos estratégicos relacionados con la sostenibilidad de Endesa Chile.

En materia ambiental, en 2012, Endesa Chile realizó inspecciones ambientales en 17 instalaciones de un total de 29, lo que representa 58% de éstas. El objetivo de las inspecciones es verificar el cumplimiento permanente de la legislación ambiental y compromisos ambientales voluntarios de las instalaciones; detectar precozmente condiciones ambientales subestándar, y promover las mejores prácticas ambientales entre las centrales de generación en Chile. Además, en 2012, se realizó una exhaustiva revisión de los distintos Sistemas de Gestión de las instalaciones para confeccionar una línea base con miras a la homologación e implantación de un único Sistema de Gestión Ambiental en las instalaciones de Chile.

De las 29 instalaciones en operación que Endesa Chile tiene en el territorio nacional, 28 de ellas cursaron exitosamente sus auditorías de seguimiento o recertificación a sus Sistemas de Gestión Ambiental (SGA), basados en la Norma ISO 14.001. Queda pendiente iniciar el proceso de certificación de la central termoeléctrica Bocamina II, debido a que ingresó al parque generador en octubre de 2012, y por ello aún no ha certificado un SGA. De este modo, al 31 de diciembre, el 94,1% de la potencia instalada de



Endesa Chile cuenta con un SGA, certificado en la Norma ISO 14.001.

Los pasivos ambientales corresponden a aquellos equipos, componentes, materiales, construcciones u obras temporales, asociadas a proyectos de generación eléctrica del Grupo, que se encuentran en desuso y para los cuales no se tiene considerado un plan de reutilización o reciclaje. Su clasificación será mayor, media o menor, dependiendo del potencial impacto en el medio ambiente, riesgos de seguridad, de la magnitud y de la superficie que abarque. Durante 2012, se resolvieron tres pasivos ambientales, todos en la central hidroeléctrica Rapel. Estos corresponden a la eliminación de restos de construcciones en desuso, el retiro de material pétreo en desuso y el desmantelamiento de antiguas instalaciones.

El 24 de enero de 2012, se constituyó de manera oficial el equipo de trabajo público-privado que ha actuado como Comité Coordinador para la implementación del Acuerdo de Producción Limpia (APL) de la zona industrial Puchuncaví Quintero. El APL, firmado por 10 empresas, entre ellas, Endesa Chile, tiene un periodo de implementación de 24 meses desde la firma del documento, el 1 de diciembre de 2011.

En 2012, la central térmica Quintero obtuvo el Informe Sanitario por parte de la Secretaría Regional Ministerial (Seremi) de Salud de la Región de Valparaíso, el cual acredita que este establecimiento industrial ha implementado las

medidas comprometidas para evitar riesgos y molestias hacia los trabajadores y a la comunidad.

Adicionalmente, durante 2012, la central térmica Quintero se convirtió en la primera central de ciclo abierto del Grupo, a nivel mundial, y puso a Endesa Chile como la primera utilities de Sudamérica en contar con un Sistema de Gestión de la Energía (SGE) certificado bajo la norma ISO 50.001, al aprobar con éxito la auditoría de certificación realizada por la empresa especializada Aenor. Entre los propósitos de contar con un SGE está mejorar el desempeño de las unidades de generación, aumentar la eficiencia y reducir impactos ambientales, además de ampliar las ventajas competitivas en los mercados, sin alterar la productividad de la generadora.

Endesa Chile inició en abril de 2012 el proceso de carga de los compromisos ambientales de las diversas Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de las centrales de generación, en el sistema de carga de compromisos ambientales de la Superintendencia de Medio Ambiente. En octubre pasado, había finalizado la carga de 17 planillas con compromisos ambientales de las RCA de las instalaciones.

La compañía receptionó en mayo de 2012, las zonas revegetadas en el sector de la bocatoma de la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua. Estas obras se ejecutaron en 2010, en cumplimiento de la RCA N°11/06 de la instalación. En noviembre de 2012, diversos servicios públicos verificaron en terreno

el cumplimiento del proyecto de revegetación, manifestando su conformidad con éste.

Como parte del “Convenio con afectados indirectos” de la central hidroeléctrica Ralco, y específicamente del subprograma de subsidios habitacionales, la compañía entregó fondos a 24 beneficiarios, y realizó la entrega definitiva a sus dueños de los terrenos restaurados en el sector de Palmucho. Asimismo, Endesa Chile aportó fondos al Municipio de Alto Biobío por el “Convenio de traspaso, administración y financiamiento del Proyecto Museo Alto Biobío”, correspondiente al periodo 2012. Por otra parte, en noviembre de 2012, la empresa consultora GHD presentó a Endesa Chile el informe final de la Evaluación Expos del Plan de Relocalización de las familias Pehuenches por la construcción de la central hidroeléctrica Ralco, correspondiente a 72 familias que cumplieron los 10 años de vigencia del Plan de Asistencia de Continuidad. Este informe fue enviado a la Autoridad Ambiental.

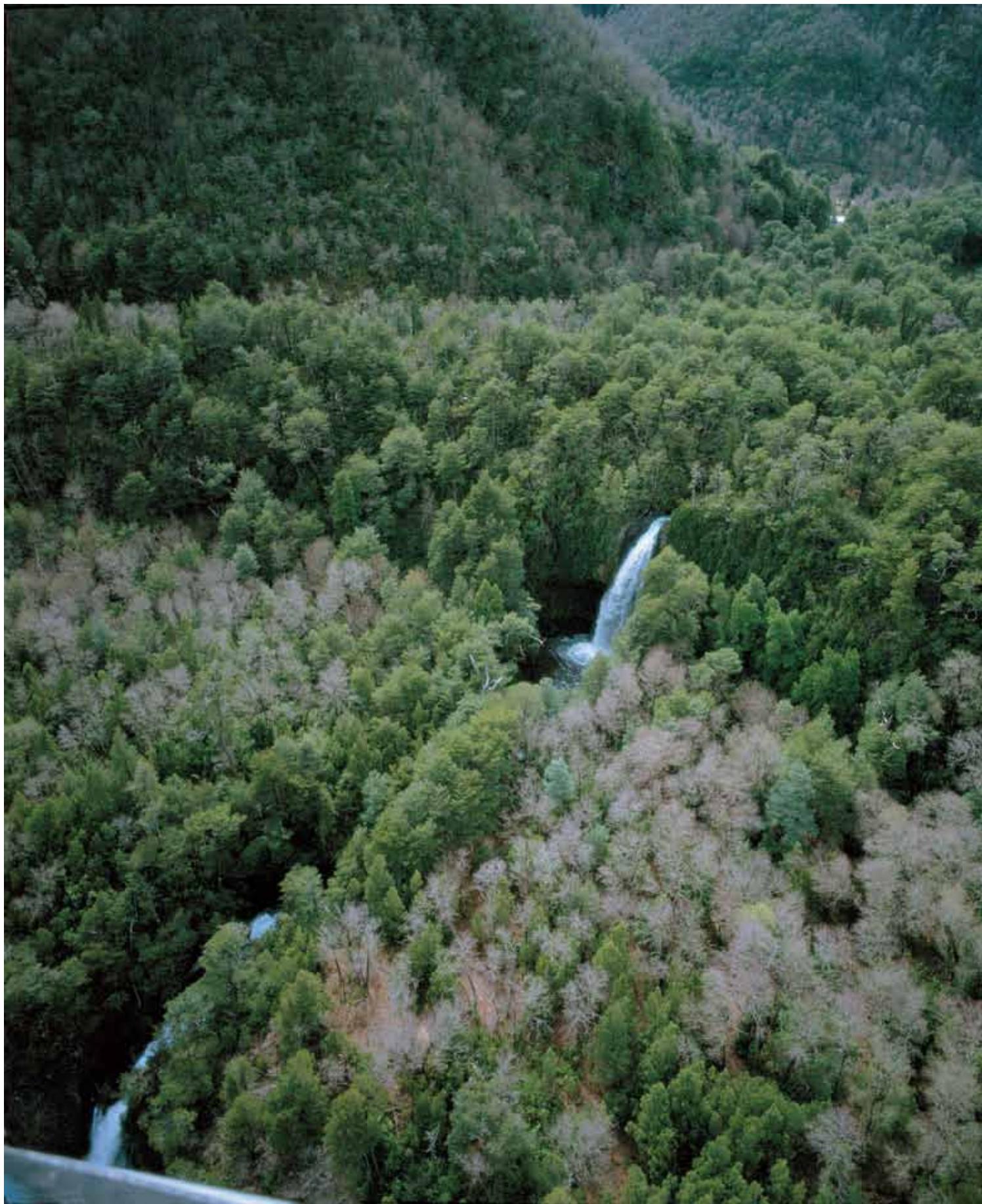
En el ejercicio 2012, Endesa Chile publicó el Informe de Medio Ambiente Regional 2011, que consolida la gestión ambiental efectuada en 2011 por sus instalaciones, y las empresas filiales y coligadas en Sudamérica, buscando dar respuesta a los compromisos derivados de la Política Ambiental. Este informe está disponible a través del sitio Web de Endesa Chile.

Durante 2012, Endesa Chile no sometió proyectos a tramitación ambiental. Sin embargo, durante el periodo fueron aprobados ambientalmente los proyectos “Línea Transmisión Eléctrica C.H. Los Cóndores - Subestación Ancoa”; “Parque Eólico Renaico”

y “Línea Transmisión Eléctrica Subestación Parque Eólico Renaico - Subestación Bureo”. Por otra parte, el proyecto “Central Termoeléctrica Punta Alcalde”, fue aprobado por el Comité de Ministros, ya que había sido rechazado en la instancia regional. También, la Corte Suprema dictaminó que el proyecto “Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad” debe someterse a evaluación ambiental mediante un Estudio de Impacto Ambiental. Al 31 de diciembre de 2012, continuaban en tramitación ambiental los siguientes proyectos: “Central Hidroeléctrica Neltume” y “Línea de Alta Tensión Subestación Neltume – Pullinque”.

Respecto de la estrategia de la utilización de las energías renovables como un factor importante en la lucha contra el cambio climático, el 12 de agosto de 2012, la Oficina de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) aprobó el registro de la Central Eólica Canel II en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Por otro lado, en el mercado voluntario continuaron las gestiones con la Entidad Operacional Designada (DOE) para registrar las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por la Central Eólica Canel II, entre el inicio de la operación comercial y el registro en el MDL (27 de diciembre de 2007 al 3 de abril de 2009), según la certificación en el Gold Standard. Además, se realizó un análisis de los mercados de carbono, con el objeto de evaluar y determinar las acciones necesarias para los nuevos proyectos que puedan calificar en el MDL.

Más información respecto del desempeño ambiental, social y económico de la compañía se encuentra disponible en su sitio web www.endesa.cl/rse.







tecnología e innovación

p. 122
Investigación, desarrollo
e innovación



1. Investigación, desarrollo e innovación

Endesa Chile aspira a mantener y mejorar su posición de liderazgo en el ámbito de la innovación, constituyéndose al mismo tiempo en referente para la industria eléctrica. Considera que la innovación debe contribuir a la formación de una cultura innovadora entre los trabajadores y a la obtención de proyectos de creación de valor, logrando que esta se transforme en un factor diferenciador y competitivo. Uno de los principales desafíos ha sido el de sensibilizar a toda la organización con una cultura, clima y prácticas de innovación arraigadas, apoyados por iniciativas que motiven la expresión del talento de los trabajadores.

1.1. Cultura de innovación en la compañía

Durante 2012, se realizaron las siguientes actividades destinadas a fortalecer la cultura en innovación de la organización.

1.1.1. Semana de la innovación

La Semana de la Innovación se desarrolló entre el 14 y el 18 de mayo, y tuvo como objetivo motivar la capacidad creativa de los trabajadores, logrando que el trabajo sea observado desde una perspectiva innovadora y reforzando la idea de presentar nuevas iniciativas. Durante la semana se desarrollaron charlas motivacionales, dinámicas orientadas a fomentar la creatividad y una feria tecnológica en la que se difundieron los principales proyectos desarrollados por los trabajadores. Asimismo, se organizaron diferentes actividades en terreno, destinadas a fortalecer la cultura innovadora de los trabajadores de los centros de explotación de la compañía.

1.1.2. Actividades de capacitación

En 2012, se dio comienzo a un plan de capacitación en Endesa Chile en el marco de la innovación. Este plan tiene como meta lograr que un porcentaje importante de los trabajadores se capaciten en innovación para plasmar en sus actividades diarias una manera diferente de hacer las cosas y que permita agregar valor a la compañía. Las actividades que se llevaron a cabo este año abarcaron 60 personas de Santiago y 60 personas de terreno (en regiones), y consistieron en talleres de trabajo, jornadas de capacitación y charlas motivacionales dictadas por destacados expertos.

1.1.3. Encuesta de innovación

Durante el primer semestre de 2012, se realizó la segunda encuesta de innovación. Con una alta participación, se establecieron datos importantes para el quehacer de esta actividad y se llegó a importantes conclusiones. Es así como a través de esta encuesta se visualizó la importancia que efectivamente los trabajadores le dan a la cultura de innovación dentro de la organización y al nivel de apoyo que sienten en el proceso de transformar una idea en proyecto. Se pudo apreciar también que los trabajadores valoran mucho pertenecer a una empresa que define a la innovación como uno de sus parámetros de desarrollo.

1.1.4. Definición de focos de innovación

Con la activa participación de ejecutivos de la compañía, se desarrollaron dos jornadas de trabajo para definir cuáles debían ser los Focos de Innovación que guiaran el quehacer de la compañía en materia de I+D+i, en un horizonte de cuatro años. Estos resultaron ser los siguientes:

Foco 1: Construir una integración sustentable con las comunidades (social, política y medio ambiental).

Foco 2: Colaborar proactivamente en las soluciones a los desafíos energéticos que el país enfrenta para su crecimiento sustentable.

Foco 3: Potenciar el valor de los activos de la compañía, identificando iniciativas que permitan obtener usos adicionales o de mayor eficiencia a los que originalmente se consideró para dichos activos.

Foco 4: Atraer, gestionar, construir y retener talento y conocimiento de alto valor para la compañía.

1.1.5. Comité Ejecutivo y Comité Directivo de Innovación

Durante 2012 sesionaron el Comité Ejecutivo de Innovación y el Comité Directivo de Innovación. Impulsando ambas entidades su rol en el cumplimiento del Programa de Innovación de Endesa Chile, el aporte de ambas entidades fue fundamental para la aprobación de programas, proyectos y liberación de recursos.

1.2. Captura de ideas

El proceso de captura de ideas de empleados es un pilar del programa de innovación de Endesa Chile, por lo que es necesario mantener una plataforma informática actualizada y atractiva. Durante 2012, se implementó un nuevo programa de captura de ideas, Eidos, basado en la

inteligencia colectiva y la dinámica del mercado. Mediante esta herramienta se logró la captura de una gran cantidad de ideas aportadas por los trabajadores. El desafío que presenta esta realidad es la evaluación y posterior transformación de esas ideas en proyectos de valor.

Se lanzaron dos ciclos de este programa: el primero a nivel corporativo, y el segundo se realizó a nivel local y respondió a desafíos locales planteados por los ejecutivos de la compañía.

1.3 Proyectos de valor para la compañía Laguna de enfriamiento

Este proyecto busca evaluar la implementación de lagunas cristalinas como tecnología alternativa de enfriamiento para centrales térmicas. El titular del proyecto es la empresa Crystal Lagoons, líder en el desarrollo de grandes lagunas cristalinas con fines recreativos, quien se adjudicó fondos de CORFO para la prueba en terreno de este sistema. Esta prueba en terreno se llevará a cabo en terrenos de la central San Isidro y contempla la construcción de una laguna de 5.000 m² (10.000 m³), la cual será operada por cuatro meses, conectada térmicamente al sistema de enfriamiento de la central con el fin de estudiar el desempeño de la tecnología.

1.3.1. Intogener

El proyecto Intogener es desarrollado por la empresa española Starlab, y pretende desarrollar un sistema operacional para la predicción de caudales de deshielo, utilizando para aquello información satelital. Esto con la perspectiva de mejorar los pronósticos utilizados para la operación del sistema eléctrico. Endesa Chile participa como usuario del sistema durante la fase pre-operacional.

1.3.2. Proyectos premiados de trabajadores e innovación en la función:

En el marco del proceso de captura de ideas, durante 2012, el Comité Ejecutivo de la compañía premió siete proyectos innovadores desarrollado y presentados por los trabajadores.

1.4. Vigilancia tecnológica

La Vigilancia Tecnológica (VT) es una herramienta esencial en el desarrollo de soluciones tecnológicas y sirve de apoyo en

los procesos de toma de decisiones de las organizaciones. A través de la VT se detecta y analiza la información exterior para convertirla en conocimiento interno, base fundamental del proceso de innovación empresarial.

Endesa Chile desarrolló un procedimiento para ofrecer los servicios de VT a toda la organización, basados en la experiencia obtenida después de realizar un programa piloto en el ámbito de la ingeniería. Dicho proyecto piloto, cuyos resultados lograron ser todo un éxito, no sólo definió la importancia del servicio en la organización, sino que, además, permitió hacer un diagnóstico, tanto de los temas de interés de la compañía, como de las dificultades que se tienen a la hora de buscar información.

1.5. Programa mentores

Endesa Chile, durante 2012, trabajó en el desarrollo de programas orientados a conservar y transferir el conocimiento interno. Uno de ellos fue el programa Mentores, que buscó que la vasta experiencia en el campo de la ingeniería, que actualmente reside en múltiples documentos y en las personas de la compañía, sea preservada y transferida a nuevas generaciones. Esta primera etapa del programa, contempló el desarrollo de seis cursos de conocimiento crítico en la ingeniería, impartidos por nueve mentores seleccionados por su experiencia y dominio de dichos tópicos.

1.6. Desafíos

La meta para los próximos años es modificar la cultura para lograr que las personas de la organización realicen nuevos proyectos de I+D+i, orientados a la generación de nuevos negocios, la mejora de los procesos productivos internos, la Eficiencia Energética, la búsqueda de nuevas fuentes de generación, todos orientados a incrementar el valor de la compañía. Los desafíos planteados se apalancarán en un adecuado programa de gestión de la innovación y de una red que permita aprovechar las fortalezas y capacidades de la organización, así como los espacios de mejora que se identifiquen.



participación en filiales y coligadas y cuadro esquemático

p. 126
Participación en filiales,
coligadas, sociedades
de control conjunto y
asociadas

p. 128
Cuadro
esquemático

1. Participación en filiales, coligadas, sociedades de control conjunto y asociadas

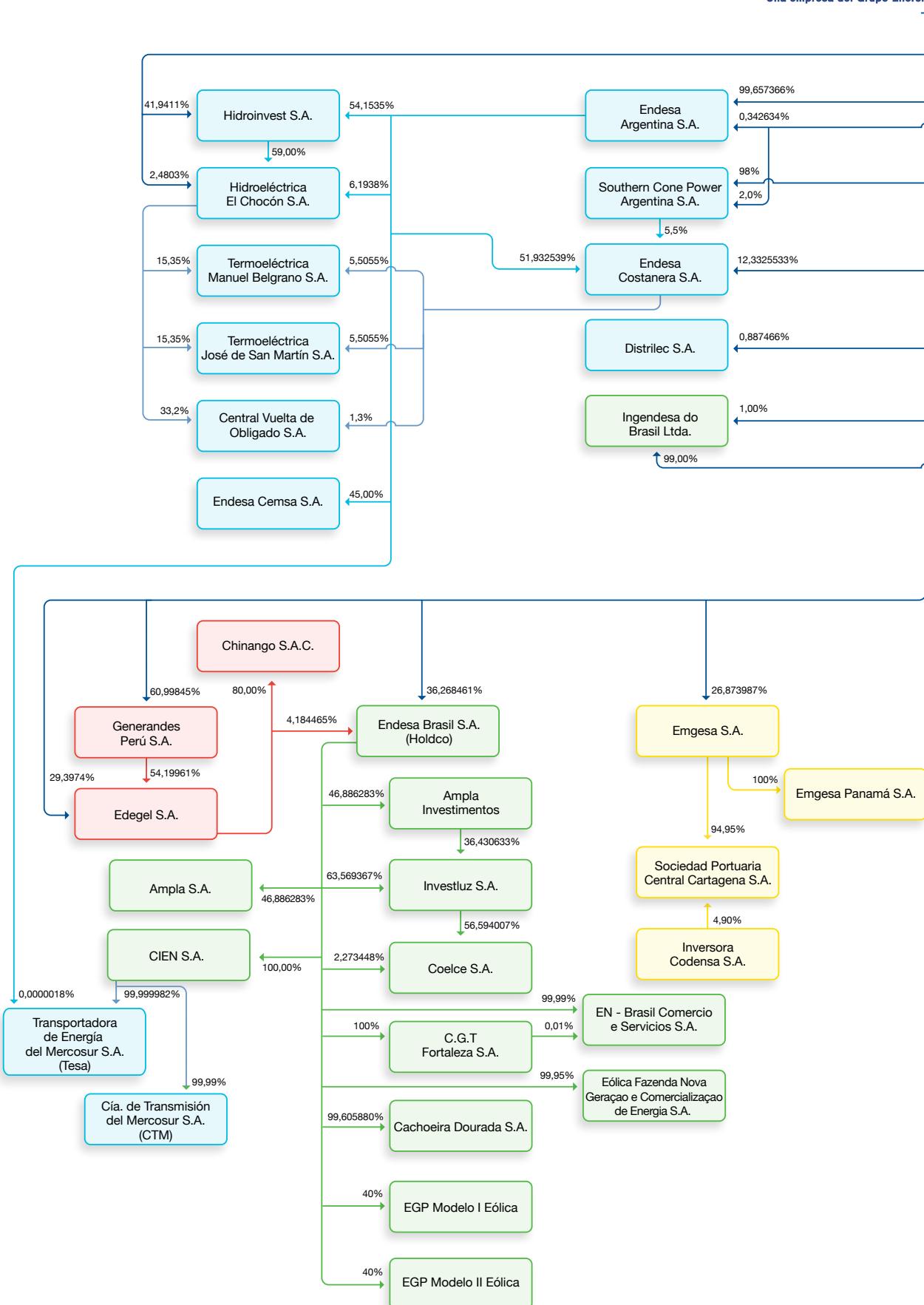
Sociedades filiales	Participación		Sociedades de control conjunto (1)	Participación	
	2012	2011		2012	2011
Argentina					
Endesa Argentina S.A.	100,00%	100,00%	Aysén Energía S.A.	51,00%	51,00%
Endesa Costanera S.A.	69,77%	69,76%	Aysén Transmisión S.A.	51,00%	51,00%
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	65,37%	65,37%	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén)	51,00%	51,00%
Hidroinvest S.A.	96,09%	96,09%	Consortio Ara- Ingendesa Ltda.	50,00%	50,00%
Southern Cone Power Argentina S.A.	100,00%	100,00%	Consortio Ingendesa Minmetal Ltda.	0,00%	50,00%
Brasil			Gas Atacama Chile S.A.	50,00%	50,00%
Ingendesa do Brasil Ltda.	100,00%	100,00%	GasAtacama S.A.	50,00%	50,00%
Chile			Gasoducto Atacama Argentina S.A.	50,00%	50,00%
Central Eléctrica Canelá S.A.	75,00%	75,00%	Gasoducto Taltal S.A.	50,00%	50,00%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (San Isidro S.A.)	95,61%	100,00%	Inversiones GasAtacama Holding Limitada	50,00%	50,00%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (Celta S.A.)	100,00%	100,00%	Progás S.A.	50,00%	50,00%
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (Ingendesa)	0,00%	100,00%	Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Ltda.	0,00%	50,00%
Empresa Eléctrica Pangue S.A. (Pangue S.A.)	0,00%	94,99%	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	47,81%	50,00%
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (Pehuenche S.A.)	92,65%	92,65%			
Endesa Eco S.A.	100,00%	100,00%			
Endesa Inversiones Generales S.A. (Enigesia)	0,00%	99,96%			
Inversiones Endesa Norte S.A.	0,00%	100,00%			
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	100,00%	100,00%			
Colombia					
Emgesa S.A. E.S.P. (Emgesa)	26,87%	26,87%			
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	25,52%	25,52%			
Perú					
Chinango S.A.C.	49,97%	49,97%			
Edegel S.A.A. (EDEGEL)	62,46%	62,46%			
Generandes Perú S.A.	61,00%	61,00%			

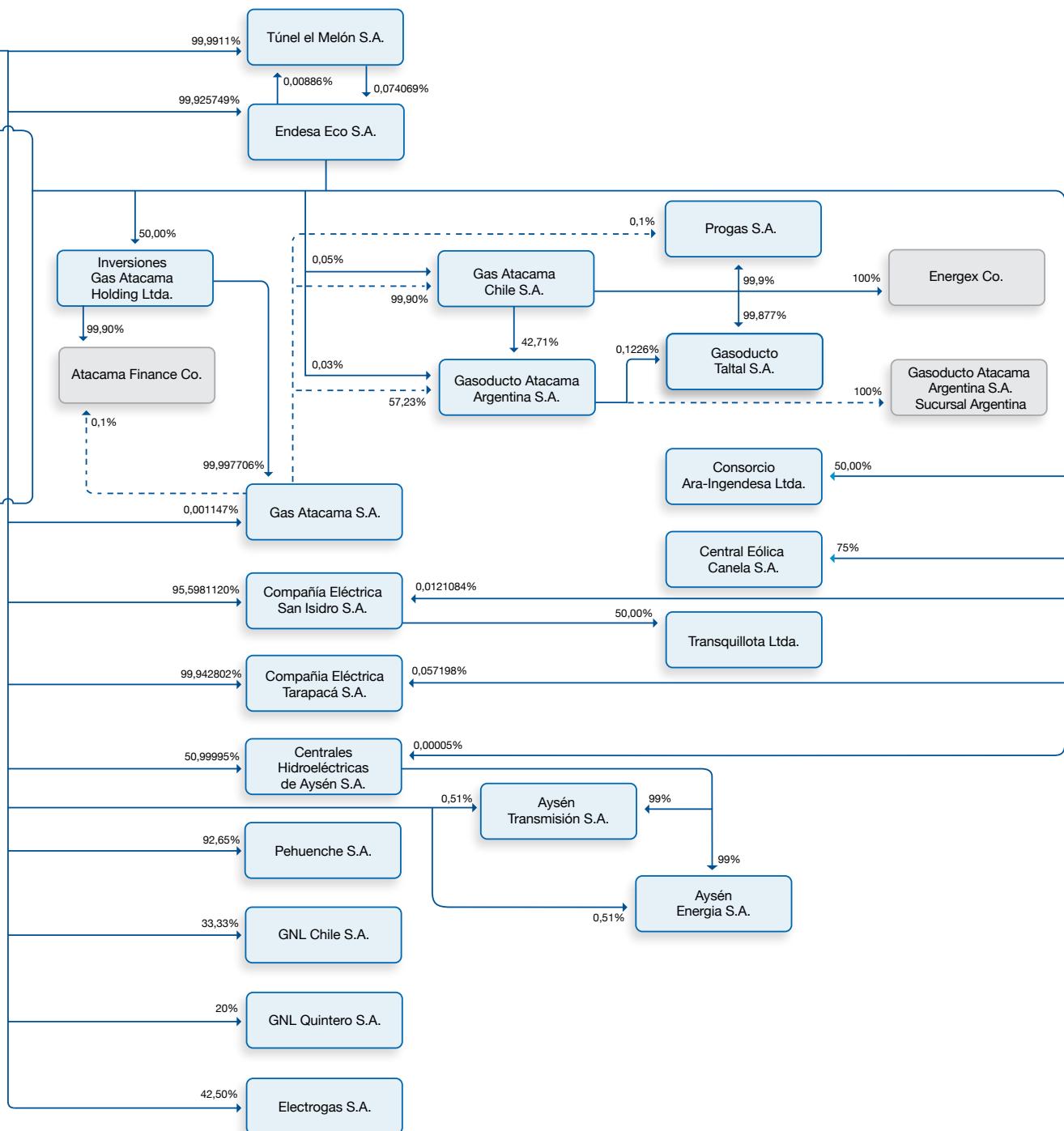
- (1) Se consideran sociedades de Control Conjunto, aquellas en las que la sociedad matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos. Las sociedades de Control Conjunto se consolidan por el método de integración proporcional, es decir en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social de las mismas.

Asociadas	Participación		Inversiones costo financiero	Miles de pesos	Proporción de la inversión en el activo de la matriz
	2012	2011			
Argentina					
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM)	38,88%	38,88%	Endesa Brasil S.A.	423.383.418	10,89%
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,89%	Edegel	209.147.426	5,38%
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	45,00%	Pehuenche	162.155.435	4,17%
Termoeléctrica José de San Martín S.A.	13,88%	13,88%	Emgesa	143.702.869	3,70%
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	13,88%	13,88%	Generandes Perú	127.817.912	3,29%
Transportadora de Energía S.A. (TESA)	38,88%	38,88%	Cía. Eléctrica San Isidro	102.726.503	2,64%
Brasil			Endesa Argentina S.A.	98.804.618	2,54%
Ampla Energia e Serviços S.A.	18,23%	18,23%	Celta (Cía. Elect. Tarapacá)	81.251.309	2,09%
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	18,23%	18,23%	Endesa Eco S.A.	78.246.254	2,01%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	38,73%	38,73%	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	78.137.878	2,01%
CGTF-Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.	38,88%	38,88%	Hidroinvest	28.737.651	0,74%
Companhia Energética do Ceará (Coelce)	18,63%	18,63%	GNL Quinteros S.A.	11.158.892	0,29%
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN)	38,88%	38,88%	Túnel El Melón	10.005.053	0,26%
En-Brasil Comercio e Servicios S.A.	38,88%	38,88%	Southern Cone Power Argentina S.A.	5.167.170	0,13%
Endesa Brasil S.A.	38,88%	38,88%	Electrogas S.A.	4.419.693	0,11%
Eólica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energia S.A.	38,86%	38,86%	Hidroeléctrica El Chocón	3.708.267	0,10%
Investluz S.A.	31,36%	31,36%	Distrilec	3.033.039	0,08%
Chile			Endesa Costanera S.A.	2.672.100	0,07%
Consortio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	33,33%	33,33%	GNL Chile S.A.	527.490	0,01%
Electrogas S.A.	42,50%	42,50%	Gas Atacama S.A.	446	0,00%
GNL Chile.S.A.	33,33%	33,33%	HidroAysén Transmisión S.A.	114	0,00%
GNL Quintero S.A.	20,00%	20,00%	Aysén Energía S.A.	25	0,00%
Inversiones Electrogas S.A.	0,00%	42,50%	Inversiones Endesa Norte	0	0,00%

2. Cuadro esquemático

endesa chile
Una empresa del Grupo Enersis







hechos relevantes de la entidad

p. 132
Endesa Chile



1. Endesa Chile

- Con fecha 29 de febrero de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º 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), 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 Pangue S.A., Central Eléctrica Tarapacá S.A., Inversiones Endesa Norte S.A., Enigesa, 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) El Directorio de la Compañía 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 9º y 10º inciso 2º 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 9º y 10º 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 regirá 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:

1.1. 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 sobreiro, 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 9º y 10º inciso 2º 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., 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 de 2012, 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 9º y 10º inciso 2º 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., 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 9º y 10º inciso 2º 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 Pangue S.A., Central Eléctrica Tarapacá S.A., Inversiones Endesa Norte S.A., Enigesa, y Endesa Eco., se informó 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 Pangue 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 1º de mayo de 2012.

- Con fecha 21 de Agosto de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º 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, 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 querella criminal interpuesta por Tricahue y otros accionistas minoritarios de Pehuenche y se prevea 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 artículo 9º y 10º inciso 2º 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:

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 reconvencionalmente 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 N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 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 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 Energetické Strojarne 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 N° 18.045, y lo previsto en Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó el siguiente hecho esencial:

En relación con el Hecho Esencial de fecha 16 de octubre de 2012, en el cual se comunicó 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 Tecnimon Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimon SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimon do Brasil Construao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca “Slovenske Energetick Strojarne a.s.”(SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Contratista” o “el Consorcio”).

Informó que, Endesa Chile procedió 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 9º y 10º inciso 2º 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, 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.

1.2. Pehuenche

1.2.1. 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. Despues 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.

1.2.2. 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.

1.2.3. Cambio en la administración

Con fecha 13 de agosto se informó lo siguiente, Don Claudio Tabilo Berriós, 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.

1.2.4. Informe Consultor Independiente

Con fecha 5 de septiembre se informó la recepción del 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 Pehuenche, como consecuencia de una carta que recibió de Endesa con fecha 22 de Agosto de 2012, en que informa de la suscripción de un Acuerdo Transaccional entre Endesa Chile e Inversiones Tricahue S.A. y otros minoritarios de la Compañía, en que Endesa Chile se obligó a proponer a la 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 Pehuenche, 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 quedó a disposición de los señores accionistas a partir del día 6 de septiembre de 2012 en la página web de la Compañía <http://pehuenche.endesa.cl>.

1.2.5. 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 rescindir 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 la 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>

1.2.6. 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 rescindirá.

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 auditórium del edificio situado en Santa Rosa N°76, Santiago.

1.2.7. 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.



20

identificación de las compañías filiales y coligadas

AMPLA ENERGÍA E SERVIÇOS

Razón Social
Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima abierta.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, N° 01, São Domingos, Niterói, Río de Janeiro, Brasil.

Objeto Social
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios relacionados que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético y 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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
233.242.237

Directores Titulares
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Antonio Basilio Pires e Albuquerque (Vicepresidente)
Ramón Francisco Castañeda Ponce
Nelson Ribas Visconti
Luciano Galasso Samaria
José Alves de Mello Franco
José Távora Batista
Cristián Eduardo Fierro Montes
Elizabeth Codeço de Almeida Lopes

Director Suplente
Otacilio de Souza Junior

Principales Ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebollo
Director Presidente
José Alves de Mello Franco
Bruno Golebiovsky
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Claudio Rivera Moya
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Teobaldo Jose Cavalcante Leal
Aurélio Bustillo Oliveira

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AMPLA INVESTIMENTOS E SERVIÇOS

Razón Social
Ampla Investimentos e Serviços S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima abierta.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, N° 01 – parte, São Domingos, Niterói, Río de Janeiro, Brasil.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
27.827.555

Directorio

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Antonio Basilio Pires e Albuquerque (Vicepresidente)
Cristián Eduardo Fierro Montes
Nelson Ribas Visconti
Luciano Galasso Samaria
José Alves Mello Franco
José Távora Batista
Marcelo Llévenes Rebollo
Michelle Rodrigues Nogueira

Principales Ejecutivos

Marcelo Llévenes Rebollo
Teobaldo Jose Cavalcante Leal
José Alves de Mello Franco

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

ATACAMA FINANCE

Razón Social
Atacama Finance Co.

Tipo de Sociedad
Compañía exenta constituida en Cayman Islands, BWI.

Domicilio

Caledonian House P.O. Box 265 G, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
3.016.360

Directorio

Horacio Reyser
Ingrid Morales
Gonzalo Alende
Vacante

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa tiene un crédito (reconocimiento de deuda) con Endesa Chile por 27,5 millones de dólares, que vence en marzo del 2012.

AYSÉN ENERGÍA

Razón Social
Aysén Energía S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
76.091.595-5

Domicilio
Miraflores 383, oficina 1302, Santiago, Chile.

Objeto Social
Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en resuelvo primero de la Resolución N° 30 de 26 mayo 2009; dar cumplimiento al compromiso asumido por HidroAysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, 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 y transmisión energía eléctrica (proyecto).

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.900

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
Juan Benabarre Benaiges (Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile)
Ramiro Alfonsín Balza
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética de Endesa Chile)

Claudio Iglesia Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile)
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry
Enrique Donoso Moscoso

Principales ejecutivos Daniel Fernández Koprich Gerente General	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene Relaciones Comerciales con Endesa Chile.	Actividades que desarrolla Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.
Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.		Capital suscrito y pagado (M\$arg) 500
AYSÉN TRANSMISIÓN		
Razón Social Aysén Transmisión S.A.	Razón Social Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Directores Titulares José Miguel Granged Bruñen Fernando Claudio Antognazza José María Vásquez Eduardo Nitardi
Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada inscrita en el Registro de Valores de la SVS.	Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada.	Directores Suplentes Leonardo Marinaro Juan Carlos Blanco Roberto José Fagan Vacante
Rut 76.041.891-9	Rut 96.770.940-9	Objeto Social Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, tanto nacional como internacional, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas.
Domicilio Miraflores 383, oficina 1302, Santiago, Chile.	Domicilio Santa Rosa 76, Santiago, Chile.	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.
Objeto Social 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. Para 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.		Capital suscrito y pagado (M\$) 103.099.643
Actividades que desarrolla Transmisión eléctrica.	Pincipales ejecutivos Eduardo Soto Trincado Gerente General	Principales ejecutivos Eduardo Nitardi Gerente General
Capital suscrito y pagado (M\$) 22.368	Relaciones Comerciales con Endesa Chile Celta tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación, mantenimiento, administración y comercialización.	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.
Directores Titulares Joaquín Galindo Vélez (Presidente)(Gerente General de Endesa Chile) Juan Benabarre Benajes (Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile) Ramiro Alfonsín Balza Bernardo Larraín Matte Luis Felipe Gazitúa Achondo Juan Eduardo Vásquez	Directorio Alejandro García Chacón (Presidente) Alan Fischer Hill Humberto Espejo Paluz	CHINANGO Razón Social Chinango S.A.C.
Directores Suplentes Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile) Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética de Endesa Chile) Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile) Eduardo Lauer Rodríguez Cristián Morales Jaureguiberry Enrique Donoso Moscoso	Razón Social Central Vuelta Obligado S.A.	Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada.
Principales ejecutivos Jorge Andrés Taboada Rodríguez Gerente General	Domicilio Av. Thomás Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.
	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" suscrito el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.	Capital suscrito y pagado (M\$) 49.974.755
		Gerente General EDEGEL S.A.A., representado por Julián Cabello Yong.
		Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.
CENTRAL VUELTA OBLIGADO		
		COELCE
		Razón Social Companhia Energética do Ceará
		Tipo de Sociedad Sociedad anónima abierta.
		Domicilio Rua Padre Valdevino, 150, Fortaleza, Ceará, Brasil.

Objeto Social Distribución de energía eléctrica y servicios afines en el estado de Ceará.	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.	Capital suscrito y pagado (M\$) 1.380.597
Actividades que desarrolla Distribución de energía eléctrica.	Actividades que desarrolla Servicios de ingeniería.	Directores Titulares José María Hidalgo Martín-Mateos Guilherme Gomes Lencastre Arturo Pappalardo
Capital suscrito y pagado (M\$) 103.497.072	Capital Suscrito y Pagado M\$1.000	Directores Suplentes José Venegas Maluenda Juan Carlos Blanco Roberto José Fagan
Directores Titulares Mario Fernando de Melo Santos (Presidente) Marcelo Llévenes Rebollo (Vicepresidente) Gonzalo Vial Vial José Alves de Mello Franco Aurelio Ricardo Bustillo Oliveira Jorge Parente Frota Júnior Cristián Eduardo Fierro Montes Fernando Antônio de Moura Avelino Renato Soares Sacramento Francisco Honório Pinheiro Alves Nelson Ribas Visconti	Apoderados Alejandro Santolaya de Pablo Juan Benabarre Benaiques (Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile)	Gerente General Arturo Pappalardo
Directores Suplentes Antonio Basilio Pires e Albuquerque Luciano Alberto Galasso Samaria Teobaldo José Cavalcante Leal José Caminha Alencar Araripe Júnior José Távora Batista Juarez Ferreira de Paula Vládia Viana Regis José Nunes de Almeida Neto	Apoderados Suplentes Daniel Barría Cristián Araneda Valdivieso Fernando Armijo Scotti Nelson Hernández Pérez	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.
Principales Ejecutivos Abel Alves Rochinha Gerente Presidente José Nunes de Almeida Neto Olga Jovanna Carranza Salazar Teobaldo José Cavalcante Leal José Távora Batista David Augusto de Abreu Aurélio Ricardo Bustillo de Oliveira Carlos Ewandro Naegele Moreira Cristine de Magalhães Marcondes José Alves de Mello Franco Nelson Ribas Visconti	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	DISTRILEC INVERSORA
Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	CTM	Razón Social Distrilec Inversora S.A.
Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	Razón Social Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada
Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	Tipo de Sociedad Sociedad anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.	Domicilio San José 140, Buenos Aires, Argentina.
Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	Domicilio Bartolomé Mitre 797, Piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.	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.
CONSORCIO ARA – INGENDESA	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.
Razón Social Consortio Ara – Ingendesa Limitada	Capital suscrito y pagado (M\$) 49.230.442	Capital suscrito y pagado (M\$) 49.230.442
Tipo de Sociedad Sociedad de responsabilidad limitada	Directores Titulares José María Hidalgo Martín Mateos (Presidente) José Carlos Caino Olivera (Vicepresidente) Cristián Fierro Montes María Inés Justo Juan Carlos Blanco Ramiro Alfonsín Balza 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
Rut 77.625.850-4	Actividades que desarrolla Transmisión energía eléctrica por interconexión internacional.	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.
Domicilio Santa Rosa 76, Santiago, Chile.	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	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.

Jean Yatim Morillas
José Eduardo Lazary Teixeira

Principales Ejecutivos
Antonio Jerez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con
Endesa Chile.

EDEGEL

Razón Social
Edegel S.A.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima abierta.

Domicilio
Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real
4, Piso 7, Centro Empresarial Camino Real, San
Isidro,
Lima, Perú.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
423.177.466

Directorio

Directores Titulares
Ignacio Blanco Fernández (Presidente)
Alberto Briand Rebaza Torres (Vicepresidente)
Joaquín Galindo Vélez
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
Rafael Fauquié Bernal
Reynaldo Llosa Barber
Francisco García Calderón Portugal
Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada

Directores Alternos
Julián Cabello Yong
Raffaele Enrico Grandi
Arrate Gorostidi Aguirresarobe
Claudio Herzka Buchdahl
Alberto Triulzi Mora
Claudio Iglesia Guillard (Gerente Regional de
Producción Eléctrica de Endesa Chile)
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)

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con
Endesa Chile.

ELECTROGAS

Razón Social
Electrogas S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
96.806.130-5

Domicilio
Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, comuna
de Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social
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.

Actividad que desarrolla
Transporte de gas

Capital suscrito y pagado (M\$)
10.181.964

Directorio

Claudio Iglesia Guillard (Gerente Regional de
Producción Eléctrica de Endesa Chile)
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

Carlos Andreani Luco
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile.
Electrogas mantiene vigente contrato por
transporte firme de gas natural y otro de
transporte de diesel con Compañía Eléctrica
San Isidro S.A.

Asimismo, con Endesa Chile, Electrogas
mantiene vigente un contrato de transporte de
gas de naturaleza en firme. Entre Endesa Chile
y Electrogas se encuentra vigente un contrato
de transporte de diesel y un contrato para la
operación y mantenimiento de un oleoducto
para el suministro de petróleo diesel a la Central
Termoeléctrica Quintero.

EMGEZA

Razón Social
Emgesa S.A. E.S.P.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima, empresa de servicios
públicos.

Domicilio
Carrera 11 N° 82-76, piso 4 Bogotá, D.C.
Colombia.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
164.600.582

Directores Titulares

Joaquín Galindo Vélez
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
Ramiro Alfonsín Balza
José Antonio Vargas Lleras
Mónica De Greiff Lindo
Catalina Velasco Campuzano
Ricardo Bonilla González
Luisa Fernanda Lafaurie

Directores Suplentes

Omar Serrano Rueda
Fernando Gutiérrez Medina
Gustavo Gómez Cerón
Henry Navarro Sánchez
Ernesto Moreno Restrepo
José Alejandro Herrera Lozano
Andrés López Valderrama

Principales Ejecutivos

Lucio Rubio Díaz
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

EMGEZA 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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EN-BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS

Razón Social
En-Brasil Comércio e Serviços S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.

Domicilio
Praça Leoni Ramos Nº 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
233.655

Administración
Ricardo da Silva Correa
Gerente General
Joaquim Caldas Rolim de Oliveira

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA ARGENTINA

Razón Social
Endesa Argentina S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina.

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
Jose Miguel Granged Bruñen
Maria Inés Justo

Directores Suplentes
Rodrigo Quesada
Mariana Cecilia Mariné
María Julia Nosetti

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA BRASIL

Razón Social
Endesa Brasil S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima de capital cerrado.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 7º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
188.292.374

Dirección
Mario Fernando de Melo Santos
Ignacio Antoñanzas Alvear
Massimo Tambosco
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Ramiro Alfonsin Balza
Cristián Fierro Montes
Joaquín Galindo Vélez
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)

Principales Ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebollo
Gerente General
Aurelio de Oliveira
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
José Alves de Mello Franco
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Lívia de Sá Baião
Teobaldo José Cavalcante Leal

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA CACHOEIRA

Razón Social
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima de capital cerrado.

Domicilio
Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada, Goiás, Brasil.

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, 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.

Capital Suscrito y Pagado
R\$ 289.339.835,85

Dirección
Marcelo Llévenes Rebollo
Luis Larumbe Aragón
(Gerente de Planificación y Control de Endesa Chile)
Ana Claudia Gonçalves Rebello

Principales Ejecutivos
Guilherme Lencastre
Gerente General
Manuel Herrera Vargas
José Ignácio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Aurélio Ricardo Bustillo de Oliveira

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA CEMSA

Razón Social
Endesa Cemsa S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Pasaje Ing. E. Butty 220, Piso 16, Buenos Aires,
República Argentina.

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
Comercialización de energía eléctrica y gas.

Capital Suscrito y Pagado
\$14.012.000

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín-Mateos
José Venegas Maluenda
Fernando Claudio Antognazza

Directores Suplentes
Arturo Pappalardo
Roberto José Fagan
Pedro Cruz Viné

Principales ejecutivos
Juan Carlos Blanco
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa mantiene un acuerdo con Endesa Chile para proveer un informe operativo diario de gas de Argentina por un precio mensual de US\$1.500.

ENDESA CIEN

Razón Social
CIEN - Companhia de Interconexão Energética

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima de capital cerrado.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2 - parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

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, trasmisión, 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 complementarias 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
Transmisión de energía eléctrica.

Capital Suscrito y Pagado
R\$ 285.044.682,00

DIRECTORIO

Marcelo Llénenes Rebollo
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Venegas Maluenda
(Gerente Regional de Gestión de Energía y Comercialización de Endesa Chile)

PRINCIPALES EJECUTIVOS

Guilherme Lencastre
Gerente General
Manuel Herrera Vargas
José Ignácio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Goncalves Rebello
Aurélio Ricardo Bustillo de Oliveira

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA COSTANERA

Razón Social
Endesa Costanera Sociedad Anónima

Tipo de Sociedad
Sociedad Anónima.

Domicilio
Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

Objeto Social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Suscrito y Pagado
\$146.988.378

DIRECTORES TITULARES

Joaquín Galindo Vélez
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
Máximo Luis Bomchil
José María Hidalgo Martín Mateos
Vacante
César Fernando Amuchástegui

Matías María Brea
Patricia Charvay
Carlos Martín Vergara (Fiscal de Endesa Chile)

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa tiene un crédito por 7,1 millones de dólares con Endesa Costanera.

ENDESA ECO

Razón Social
Endesa Eco S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
76.313.310-9

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

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 Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadoras 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 las sociedades 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 consultoría en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)
98.664.033

DIRECTORIO
Juan Benabarre Benaiges
(Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox
(Gerente Regional de Planificación Energética de Endesa Chile)
Bernardo Canales Fuenzalida

Principales ejecutivos
Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Con fecha 23 de mayo de 2008 se firmó un contrato de compraventa con Endesa Chile con el objeto de vender a ésta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de la central Ojos de Agua que sea reconocida por el CDEC-SIC y entregada en el punto de inyección al Sistema Interconectado Central. La compañía posee un préstamo a su filial Eólica Canela por un monto de 176,6 millones de dólares.

ENDESA FORTALEZA

Razón Social
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima de capital cerrado.

Domicilio
Rodovia CE 422, Km 1, Complexo Industrial e Portuário de Pecém, Caucaia – Ceará.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
35.500.663

DIRECTORIO
Marcelo Llénenes Rebollo
Ana Claudia Gonçalves Rebello
Luis Larumbe Aragón (Gerente de Planificación y Control Endesa Chile)

Principales Ejecutivos
Manuel 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 Goncalves Rebello
Manuel Herrera Vargas

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.

Razón Social
Enel Green Power Modelo I Eólica S.A

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, N° 1, 5º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.

Objeto Social
La generación de energía eléctrica de origen eólico.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Suscrito y Pagado
R\$5.125.000,00.

Administración
Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira
Newton Souza de Moraes
Enrique de las Morenas Moneo
Orlando Lopez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENEL GREEN POWER MODELO II EÓLICA S.A.

Razón Social
Enel Green Power Modelo II Eólica S.A

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Domicilio
Praça Leoni Ramos, N° 1, 5º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.

Objeto Social
La generación de energía eléctrica de origen eólico.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Suscrito y Pagado
R\$5.125.000,00.

Administración
Pedro Alberto Costa Braga de Oliveira
Newton Souza de Moraes
Enrique de las Morenas Moneo
Orlando Lopez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENERGEX

Razón Social
Energex Co.

Tipo de Sociedad
Compañía Exenta constituida en Cayman Islands, BWI.

Domicilio
Walker House, 87 Mary Street, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands.

Objeto Social
La sociedad tiene como objeto 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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
4.788

Directorio
Horacio Reyser
Gonzalo Alende
Ingrid Morales
Vacante

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EÓLICA CANELA

Razón Social
Central Eólica Canela S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut
76.003.204-2

Domicilio Santa Rosa 76, Santiago, Chile	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.	Eduardo Ojea Quintana Fernando Gardeweg Ried (Gerente de Administración y Finanzas de Endesa Chile) Vacante
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 mercados respectivas.	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica.	Principales ejecutivos Rudolf Araneda Kauert Gerente General
Capital Suscrito y Pagado M\$12.284.743	Capital suscrito y pagado (R\$) 429.692	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.
Directorio Juan Benabarre Benaiges (Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile) Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile) Sebastián Fernández Cox (Gerente Regional de Planificación Energética de Endesa Chile) Cristóbal García-Huidobro Ramírez Bernardo Canales Fuenzalida	Administración Marcelo Llénenes Rebollo Presidente Guilherme Gomes Lencastre Lívia de Sá Baião	GASATACAMA CHILE Razón Social GasAtacama Chile S.A.
Directores Suplentes Alan Fisher Hill Claudio Betti Pruzzo Juan Cristóbal Pavéz Recart Marcelo Álvarez Ríos Alejandro García Chacón	Relaciones Comerciales con Endesa Chile La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.	Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada. Rut 78.932.860-9
Principales ejecutivos Wilfredo Jara Tirapegui Gerente General	GASATACAMA Razón Social GasAtacama S.A.	Domicilio Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.
Relaciones Comerciales con Endesa Chile Con fecha 1 de enero de 2010 se firmó un contrato de compraventa con Endesa Chile con el objeto de vender a ésta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de su Parque Eólico que sea reconocida por el CDC-SIC. Eólica Canelá mantienen una deuda con Endesa Eco, filial de Endesa Chile, por 176,6 millones de dólares.	Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada. Rut 96.830.980-3	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 incorporables, 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.
EÓLICA FAZENDA NOVA - GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	Actividades que desarrolla Sociedad de inversiones.	Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica y transporte de gas.
Razón Social Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia S.A.	Capital suscrito y pagado (M\$) 139.558.874	Capital suscrito y pagado (M\$) 88.587.706
Tipo de Sociedad Sociedad anónima cerrada.	Directorio Raúl Sotomayor Valenzuela (Presidente) Directores Titulares Joaquín Galindo Vélez (Presidente)(Gerente General de Endesa Chile) Gonzalo Dulanto Letelier Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile)	Directorio Raúl Sotomayor Valenzuela Joaquín Galindo Vélez (Presidente)(Gerente General de Endesa Chile) Gonzalo Dulanto Letelier
Domicilio Rua Felipe Camarão, Nº 507, sala 104, Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil.	Directores Suplentes Juan Benabarre Benaiges (Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile)	

Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile)

Directores Suplentes

Juan Benabarre Benítez

(Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile)

Eduardo Ojea Quintana

Fernando Gardeweg Ried

(Gerente de Administración y Finanzas de Endesa Chile)

Vacante

Principales ejecutivos

Rudolf Araneda Kauert

Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

La empresa tiene suscrito con Endesa Chile dos contratos de transporte de gas natural para su central Taltal, ubicada en la II Región de Chile.

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón Social

Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

78.952.420-3

Domicilio

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
99.670.644

Directorio

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASODUCTO TALTAL

Razón Social

Gasoducto Tal Tal S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

77.032.280-4

Domicilio

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

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

Directorio

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GENERANDES PERÚ

Razón Social

Generandes Perú S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima.

Domicilio

Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real 4, Piso 7, San Isidro, Lima, Perú.

Objeto Social

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
186.073.314

Directorio

Ignacio Blanco Fernández

Alberto Briand Rebaza Torres

Joaquín Galindo Vélez

(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)

Raffaele Enrico Grandi

José Venegas Maluenda

(Gerente Regional de Gestión de Energía y Comercialización de Endesa Chile)

Rafael Fauquié Bernal

Gerardo Rafael Sepúlveda Quezada

Alberto Triulzi Mora

Directores Alternos

Guillermo Lozada Pozo

Rafael Alcázar Uzátegui

Julian Cabello Yong

Carlos Rosas Cedillo

José María Hidalgo Martín-Mateos

Gonzalo Adolfo de las Casas Salinas

Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile)

Eric Andrés Añorga Müller

Principales Ejecutivos

Carlos Luna Cabrera (Gerente General)

Gonzalo Gil Plano (Gerente de Finanzas)

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GNL CHILE

Razón Social

GNL Chile S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada

Rut

76.418.940-K

Domicilio

Rosario Norte 532, oficina 1303, Las Condes, Santiago.

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 toda 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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.448.886

DIRECTORIO

José Venegas Maluenda
(Gerente Regional de Gestión de Energía y Comercialización de Endesa Chile)
Julio Bertrand Planella
Klaus Lührmann Poblete

Directores Suplentes
Juan Oliva Vásquez
Fernando Promis Baeza
Gonzalo Palacios Vásquez

Principales ejecutivos
Alejandro Palma Rioseco
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La compañía cuenta con relaciones comerciales con GNL Chile S.A. con motivo de contratos de suministro de gas provenientes de la regasificación del gas natural licuado. Los accionistas de GNL Chile S.A. han efectuado préstamos a la sociedad, la deuda de GNL Chile S.A. con Endesa Chile es de MUS\$1.931.

GNL QUINTERO

Razón Social
GNL QUINTERO S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
76.788.080-4

Domicilio
Rosario Norte 532, oficina 1604, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto Social
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, regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural.

Capital suscrito y pagado (M\$)
54.609.413

Directorio
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile)
Diego Hollweck
Julio Bertrand Planella
Francisco Gazmuri Schleyer
Jesús Saldaña

Directores Suplentes
Juan Oliva Vásquez
Carlos Quintana
Fernando Promis Baeza
Víctor Turpau Fernández
Rafael González

Principales ejecutivos
Antonio Bacigalupo Gittins
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
• Existe un contrato de suministro eléctrico, suscrito entre GNL Quintero S.A. y Endesa Chile de fecha 20 de agosto de 2008, modificado el 3 de mayo de 2011. Asimismo, se encuentran vigentes entre estas sociedades un contrato de diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de paño 220 kV para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, y un contrato de prestación de servicios de construcción, operación, mantenimiento, transformación y transmisión a través de transformador 220/110 kV, línea y conexión por cable en 110 Kv, para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, de 31 de julio de 2009. Por último, existe un contrato por uso del sistema de transmisión suscrito entre Endesa Chile y GNL Quintero S.A con fecha 3 de mayo de 2011.

HIDROAYSÉN

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.

Domicilio
En Santiago, Chile, calle Miraflores 383, oficina 1302.
En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.
En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Objeto Social
El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la XI 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).

Capital Suscrito y Pagado
M\$161.645.665.182

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
Juan Benabarre Benaijes
(Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile)
Ramiro Alfonsín Balza
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox
(Gerente Regional de Planificación Energética de Endesa Chile)
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica Claudio Iglesias Guillard
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry
Enrique Donoso Moscoso

Principales ejecutivos
Daniel Fernández Koprich
Vicepresidente Ejecutivo

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
HidroAysén S.A. venderá energía y potencia por ella generada a Endesa Chile mediante contratos PPA a 30 años plazo. Asimismo, la sociedad tiene contratos de prestación de servicios con Ingendesa (hoy Endesa Eco).

HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN

Razón Social
Hidroeléctrica El Chocón Sociedad Anónima

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

Objeto Social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Suscrito y Pagado
\$298.584.050.-

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Eduardo Escaffi Johnson
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)
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 Mendiáberri
Alejandro Nagel
Gustavo Brockenhof

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Se encuentra vigente un contrato a través del cual Endesa Chile asume la responsabilidad por la operación de Hidroeléctrica El Chocón S.A., obligándose a prestar a esta empresa servicios relacionados con las áreas de supervisión y asesoría técnica, operaciones, comercial, administrativa, gestión, administración de personal, abastecimiento, medio ambiente y auditoría interna.

HIDROINVEST

Razón Social
Hidroinvest S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima constituida en Buenos Aires, República de Argentina.

Domicilio
Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
35.137.643

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
José Miguel Granged Bruñen
José María Hidalgo Martín Mateos
Fernando Claudio Antognazza
Eduardo Escaffi Johnson
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan
Carlos Martín Vergara (Fiscal Endesa Chile)

Directores Suplentes
Francisco Monteleone
Jorge Raúl Burlando Bonino
Daniel Garrido
Rodolfo Bettinsoli
Fernando Boggini
Rodrigo Quesada
Sergio Camps
Oscar Rigueiro

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón Social
Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Tipo de Sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada.

Rut
76.014.570-K

Domicilio
Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

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
(Presidente)(Gerente General de Endesa Chile)
Fernando Gardeweg Ried
(Gerente de Administración y Finanzas de Endesa Chile)
Gonzalo Dulanto Letelier

Directores Suplentes
Juan Benabarre Benaiges
(Gerente de Ingeniería, Proyectos e Investigación y Desarrollo e Innovación de Endesa Chile)
Claudio Iglesias Guillard (Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile)
Eduardo Ojea Quintana
Vacante

Principales ejecutivos
Rudolf Araneda Kauert
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INVESTLUZ

Razón Social
Investluz S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Domicilio
Rua Padre Valdevino, Nº 150 – Parte Fortaleza,
Ceará, Brasil.

Objeto Social
Participar del capital social de la Companhia Energética do Ceará y en otras sociedades, en Brasil y en el exterior, en calidad de socio o accionista.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)
223.052.176

Administración
Abel Alves Rochinha
Presidente
Olga Jovana Carranza Salazar
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Cristine de Magalhães Marcondes

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

PEHUENCHE

Razón Social
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima abierta.

Rut
96.504.980-0

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

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
(Gerente de Administración y Finanzas de Endesa Chile)
Vacante

Principales ejecutivos
Lucio Castro Márquez
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
Pehuenche tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de sus centrales y de administración comercial y financiera. Por otra parte, la sociedad, actuando como vendedora, tiene suscritos con Endesa Chile contratos de compraventa de energía y potencia.

PROGAS

Razón Social
Progás S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Domicilio
Isidora Goyenechea 3356, 8º piso, Santiago, Chile.

Objeto Social
Desarrollar en la I, II y III regiones 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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SAN ISIDRO

Razón Social
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut
96.783.220-0

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

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 Artigas
Claudio Betti Pruzzo
Rodrigo Naranjo Martorell
Enrique Lozán Jiménez

Principales ejecutivos
Claudio Iglesia Guillard
Gerente General
(Gerente Regional de Producción Eléctrica de Endesa Chile)

Relaciones comerciales con Endesa Chile
San Isidro tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de su central y de servicios administrativos y comerciales, así como un contrato de compraventa de energía y potencia.

**SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL
CARTAGENA S.A.**

Razón Social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Carrera 13 A Nº 93-66, piso 2 Bogotá, D.C.
Colombia.

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; 2. Actuar como operador portuario en actividades de cargue y descargue amarre, desamarre, permanencia de los buques o artefactos navales en muelle o puerto, almacenamiento en muelles o puertos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, y permitir la prestación de servicios por parte de otros operadores portuarios. 3 Asociarse con otras sociedades portuarias o titulares de autorizaciones especiales a las que se refiere el artículo 4º de la Ley 01 de 1991, en forma

transitoria o permanente con el propósito de facilitar la utilización de las zonas marinas de uso común adyacentes al puerto mediante la realización de obras tales como: rellena, dragado, relleno y obras de ingeniería oceánica, prestar los servicios de beneficio común que resulten necesarios. 4. Promover la creación de otras sociedades con cualquier objeto social por acto único o por suscripción sucesiva, que puedan operar en cualquier lugar del país o en el extranjero, participando dentro de su capital accionario o recibiendo a cambio los beneficios del proceso de creación como entidad promotora. 5. Comprar, vender o constituir sociedades, sucursales o agencias en Colombia o en el exterior, con cualquier objeto social, participando del capital accionario por aporte de capital o recibiendo acciones a cambio de aportes de tecnología. 6. Comprar, vender, alquilar los bienes muebles e inmuebles. Comprar, vender, importar, exportar, adquirir u obtener a cualquier título y utilizar toda clase de bienes y servicios. 8. Celebrar contratos de compraventa, permuta, arrendamiento, usufructo, comodato y anticresis sobre inmuebles. 9. Dar a o recibir de sus accionistas matrices, subsidiarias y terceros dinero en mutuo; celebrar contratos de seguro, transporte, cuentas en participación, contratos con entidades bancarias y/o financieras. 10. La participación directa, o como asociada en el negocio de fabricación, producción, distribución, comercialización y venta de artículos metálicos, combustibles, aceites, lubricantes, hidrocarburos y sus derivados, plástico, papel, cartón, vidrio, caucho, o de sus combinaciones. 11. La administración de derechos de crédito, títulos valores, créditos activos o pasivos, dineros, bonos, valores bursátiles, acciones y cuotas o partes de interés en sociedades comerciales de propiedad de los socios de esta sociedad o de terceras personas naturales o jurídicas. 12. Adelantar los estudios y trámites necesarios para todo lo anterior. 13. Explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporal, siempre que sean afines al objeto principal. 14. Girar, aceptar, endosar, cobrar y pagar toda clase de títulos valores, instrumentos negociables, acciones, títulos ejecutivos y demás. 15. Participar en licitaciones públicas o privadas. 16. Así mismo, en el desarrollo del mismo podrá la sociedad ejecutar todos los actos o contratos que fueren convenientes o necesarios para el cabal cumplimiento de su objeto social y que tengan relación directa con el objeto mencionado.

Actividades que desarrolla
Servicios portuarios.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.571

Directores Titulares
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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA

Razón Social
Southern Cone Power Argentina S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
2.086.965

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín Mateos
José Miguel Granged Bruñen
Roberto José Fagan

Director Suplente
Fernando Claudio Antognazza

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TERMOELÉCTRICA BELGRANO

Razón Social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Suipacha 268, Piso 12, Buenos Aires, República de Argentina.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
48.690

Directores Titulares
Jorge Aníbal Rauber
Milton Gustavo Tomás Pérez
José Miguel Granged Bruñen
Fernando Claudio Antognazza
Adrián Salvatore
José María Vásquez
Gerardo Carlos Paz
Mariana Schoua
Jorge Ravlich

Directores Suplentes
Gabriel Omar Ures
Omar Ramiro Alarcibur
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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TERMOELÉCTRICA SAN MARTÍN

Razón Social
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de Sociedad
Sociedad anónima.

Domicilio
Elvira Rawson de Dellepiane 150, piso 9, Buenos Aires, República de Argentina.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
48.695

Directores Titulares

José María Vázquez
 Claudio O. Majul
 José Miguel Granged Bruñen
 Fernando Claudio Antognazza
 Omar Ramiro Algarcibuir
 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 Pérez
 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

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TESA

Razón Social
 Transportadora de Energía S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima.

Domicilio
 Bartolomé Mitre N° 797, Piso 11, Buenos Aires, República de Argentina.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
 3.967.132

Directores Titulares
 José María Hidalgo Martín-Mateos
 Guilherme Gomes Lencastre
 Arturo Pappalardo

Directores Suplentes
 José Venegas Maluenda
 (Gerente Regional de Gestión de Energía y Comercialización de Endesa Chile)
 Juan Carlos Blanco
 Roberto José Fagan

Gerente General
 Arturo Pappalardo

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TRANSQUILLOTA

Razón Social
 Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de Sociedad
 Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Rut
 77.017.930-0

Domicilio
 Ruta 60, km 25, Lo Venecia, comuna de Quillota, V Región de Valparaíso.

Objeto Social
 Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividad que desarrolla
 Transmisión de energía eléctrica

Capital Suscrito y Pagado
 \$4.404.446

Apoderados
 Juan Eduardo Vásquez Moya
 Gabriel Carvajal Menézollez
 Ricardo Santibañez Zamorano

Apoderados Suplentes
 Eduardo Calderón Avilés
 Carlos Ferruz Bunster
 Ricardo Sáez Sánchez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile.
 La empresa tiene contratos con Endesa Chile y San Isidro por el uso de los sistemas de transmisión, que les permiten transmitir energía al Sistema Interconectado Central.

TÚNEL EL MELÓN

Razón Social
 Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Tipo de Sociedad
 Sociedad anónima cerrada.

Rut
 96.671.360-7

Domicilio
 Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

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.

Capital suscrito y pagado (M\$)
 19.028.480

Directorio
 Eduardo Escaffi Johnson
 Luis Larumbe Aragón
 (Gerente de Planificación y Control de Endesa Chile)
 Sebastián Fernández Cox
 (Gerente Regional de Planificación Energética de Endesa Chile)

Principales ejecutivos
 Maximiliano Ruiz Ortiz
 Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile
 Túnel El Melón tiene suscrito con Endesa Chile un contrato por el que ésta le presta servicios en materias, entre otras, tales como: contabilidad, tesorería, administración, informática, mesa de dinero, seguros, personal, capacitación, bienestar, prevención de riesgos y contraloría.

21

declaración de responsabilidad

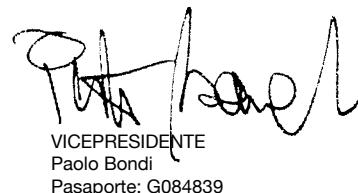


Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su 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, de fecha 10 de noviembre de 1989, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).



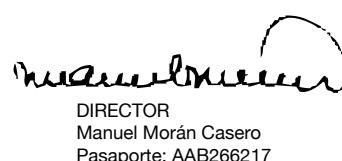
PRESIDENTE
Jorge Rosenblut
Rut: 6.243.657-3



VICEPRESIDENTE
Paolo Bondi
Pasaporte: G084839



DIRECTOR
Francesco Buresti
Pasaporte: F685628



DIRECTOR
Manuel Morán Casero
Pasaporte: AAB266217



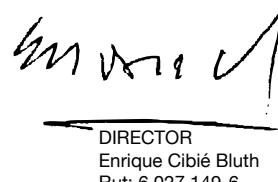
DIRECTOR
Alfredo Arahuetes García
Rut: 48.115.220 - 8



DIRECTOR
Jaime Bauzá Bauzá
Rut: 4.455.704-5



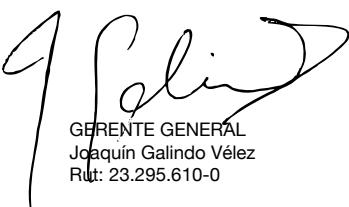
DIRECTOR
Vittorio Corbo Lioi
Rut: 4.965.604-1



DIRECTOR
Enrique Cibié Bluth
Rut: 6.027.149-6



DIRECTOR
Felipe Lamarca Claro
Rut: 4.779.125-1



GERENTE GENERAL
Joaquín Galindo Vélez
Rut: 23.295.610-0



22

estados financieros consolidados



Informe de los Inspectores de Cuentas

Informe de los Inspectores de Cuentas

A los señores Accionistas:

En consideración al mandato que nos otorgó la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de Abril de 2012, hemos examinado el Balance General de Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 31 de Diciembre de 2012 y el correspondiente Estado de Resultados por el ejercicio de 12 meses terminados en esa fecha. Nuestra labor incluyó el conocimiento de los procedimientos y la revisión selectiva de cuentas, documentos e informes que los sustentaron.

Es opinión de estos inspectores de cuentas que dicho Balance General y Estado de Resultados, conjuntamente con el Dictamen de los Auditores independientes y las Notas a los Estados Financieros, reflejan razonablemente la situación financiera de este ejercicio, por lo que, no se afectan los resultados del negocio ni los intereses de los señores accionistas.

En consecuencia, no tenemos observaciones que formular.

Rolf Heller Ihle

Manuel Oneto Faure

Santiago, 24 de Enero de 2013

Informe de los Auditores Independientes



Informe de los Auditores Independientes sobre los estados financieros resumidos

Señores Accionistas y Directores de
Empresa Nacional de Electricidad S.A.:

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales y sociedades controladas bajo control conjunto, los cuales representan, a nivel consolidado, un 36,48% y 32,37% de los activos totales por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente y un 39,93%, 40,48% y 26,97% de los ingresos totales al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, respectivamente. Adicionalmente, no hemos examinado los estados financieros de ciertas asociadas, reflejadas en los estados financieros bajo el método de la participación, las cuales representan en su conjunto un activo total por M\$586.319.682 y M\$572.465.448 al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente y un resultado neto devengado (utilidad) por M\$116.944.900, M\$120.116.335 y M\$88.397.103 al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, respectivamente. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales y asociadas, se basa únicamente en los informes emitidos por esos auditores. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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.

© 2013 KPMG Auditores Consultores Ltda., sociedad de responsabilidad limitada chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.



Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido y los informes de otros auditores, es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Cristián Bastián E.", is overlaid on a faint background sketch of a building or map.

Cristián Bastián E.

Santiago, 30 de enero de 2013

KPMG Ltda.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-12	31-12-11
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	276.794.675	421.282.284
Otros activos financieros, corrientes	6	25.119.785	914.209
Otros activos no financieros, corriente		20.066.719	17.191.861
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	7	230.397.862	296.146.589
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8	61.579.669	83.101.044
Inventarios	9	65.658.433	55.904.264
Activos por impuestos, corrientes	10	155.368.748	85.515.069
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		834.985.891	960.055.320
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	6	33.402.902	13.598.670
Otros activos no financieros, no corrientes		1.965.247	1.463.429
Derechos por cobrar, no corrientes	7	146.964.151	151.608.768
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	11	586.319.682	582.198.848
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	55.918.748	45.679.853
Plusvalía	13	101.760.013	106.399.041
Propiedades, planta y equipo	14	4.659.460.624	4.603.902.502
Activos por impuestos diferidos	15	67.912.666	97.106.685
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		5.653.704.033	5.601.957.796
TOTAL ACTIVOS		6.488.689.924	6.562.013.116

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	16	413.106.828	305.557.690
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	19	330.839.969	357.781.381
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	8	213.600.122	135.386.489
Otras provisiones, corrientes	20	39.824.825	36.861.198
Pasivos por impuestos, corrientes	10	79.764.107	92.175.628
Otros pasivos no financieros corrientes		8.362.377	9.466.893
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		1.085.498.228	937.229.279
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	16	1.525.651.818	1.728.093.903
Otras provisiones, no corrientes	20	19.593.979	12.301.639
Passivo por impuestos diferidos	15	331.894.233	338.888.981
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	21	39.799.128	36.569.407
Otros pasivos no financieros, no corrientes		51.609.093	67.790.334
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.968.548.251	2.183.644.264
TOTAL PASIVOS		3.054.046.479	3.120.873.543
PATRIMONIO			
Capital emitido	22	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		1.709.375.632	1.636.787.540
Primas de emisión	22	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	22	(705.855.875)	(615.972.185)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.541.242.399	2.558.537.997
Participaciones no controladoras		893.401.046	882.601.576
TOTAL PATRIMONIO		3.434.643.445	3.441.139.573
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		6.488.689.924	6.562.013.116

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2012 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Ganancia (pérdida)				
Ingresos de actividades ordinarias	23	2.301.821.443	2.387.451.263	2.397.944.527
Otros ingresos, por naturaleza	23	67.564.931	17.038.942	37.437.927
Total de Ingresos		2.369.386.374	2.404.490.205	2.435.382.454
Materias primas y consumibles utilizados	24	(1.328.702.775)	(1.217.260.077)	(1.191.327.819)
Margin de Contribución		1.040.683.599	1.187.230.128	1.244.054.635
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		12.763.185	10.597.856	10.126.628
Gastos por beneficios a los empleados	25	(106.975.268)	(80.389.456)	(80.066.349)
Gasto por depreciación y amortización	26	(190.522.970)	(176.447.100)	(179.007.900)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	26	(11.117.362)	(9.472.766)	(706.125)
Otros gastos, por naturaleza	27	(112.621.980)	(143.548.052)	(103.677.256)
Resultado de Explotación		632.209.204	787.970.610	890.723.633
Otras ganancias (pérdidas)		1.392.470	2.010.780	1.894.099
Ingresos financieros	28	14.922.301	28.039.261	10.083.190
Costos financieros	28	(149.224.963)	(137.535.382)	(142.256.150)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	11	116.944.901	123.033.273	91.673.758
Diferencias de cambio	28	(10.739.861)	(6.466.655)	15.618.964
Resultado por unidades de reajuste	28	(991.050)	(5.332.672)	(3.162.695)
Ganancia antes de impuestos		604.513.002	791.719.215	864.574.799
Gasto por impuestos a las ganancias	29	(185.470.223)	(210.564.505)	(179.964.192)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		419.042.779	581.154.710	684.610.607
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA		419.042.779	581.154.710	684.610.607
Ganancia atribuible a				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		234.335.264	446.874.043	533.555.794
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras		184.707.515	134.280.667	151.054.813
GANANCIA		419.042.779	581.154.710	684.610.607
Ganancia por acción básica				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	28,57	54,49	65,05
Ganancia por acción básica	\$ / acción	28,57	54,49	65,05
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	28,57	54,49	65,05
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	28,57	54,49	65,05

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2012 M\$	2011 M\$	2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		419.042.779	581.154.710	684.610.607
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos				
Diferencias de cambio por conversión				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(126.928.010)	148.898.757	(71.162.059)
Total diferencias de cambio por conversión		(126.928.010)	148.898.757	(71.162.059)
Activos financieros disponibles para la venta				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		581	(55.554)	(840)
Total activos financieros disponibles para la venta		581	(55.554)	(840)
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		52.063.325	(105.712.956)	39.403.869
Total coberturas del flujo de efectivo		52.063.325	(105.712.956)	39.403.869
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	21	(3.997.594)	(3.491.914)	(938.426)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		(78.861.698)	39.638.333	(32.697.456)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral				
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta de otro resultado integral		(235)	9.444	143
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		(19.893.304)	17.363.818	(7.544.962)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral		801.138	537.200	210.906
Total de impuestos a las ganancias		(19.092.401)	17.910.462	(7.333.913)
Total Otro Resultado Integral		(97.954.099)	57.548.795	(40.031.369)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		321.088.680	638.703.505	644.579.238
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		143.125.464	425.287.567	499.510.421
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		177.963.216	213.415.938	145.068.817
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		321.088.680	638.703.505	644.579.238

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los ejercicios 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	1.331.714.085	206.008.557	93.661.622	17.610.043	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(119.073.536)	30.381.668	(2.071.797)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	2.071.797
Total de cambios en patrimonio	-	-	(119.073.536)	30.381.668	-
Saldo Final al 31/12/2012	1.331.714.085	206.008.557	(25.411.914)	47.991.711	-
Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de emisión	Cambios en Otras Reserva		
			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 01/01/2011	1.331.714.085	206.008.557	19.847.960	104.200.016	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			73.813.662	(86.589.973)	(8.764.055)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	8.764.055
Total de cambios en patrimonio	-	-	73.813.662	(86.589.973)	-
Saldo Final al 31/12/2011	1.331.714.085	206.008.557	93.661.622	17.610.043	-
Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Otras Reserva		
			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	1.331.714.085	206.008.557	73.027.963	79.113.232	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(53.180.003)	25.086.784	(5.951.457)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	5.951.457
Total de cambios en patrimonio	-	-	(53.180.003)	25.086.784	-
Saldo Final al 31/12/2010	1.331.714.085	206.008.557	19.847.960	104.200.016	-

	Cambios en Otras Reservas						
	Reservas de ganancias o pérdidas en la remoción de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
	3.283	(727.247.133)	(615.972.185)	1.636.787.540	2.558.537.997	882.601.576	3.441.139.573
				234.335.264	234.335.264	184.707.515	419.042.779
346	(446.481)	(91.209.800)			(91.209.800)	(6.744.299)	(97.954.099)
				143.125.464	143.125.464	177.963.216	321.088.680
				(159.675.375)	(159.675.375)		(159.675.375)
-	(745.687)	1.326.110	(2.071.797)		(745.687)	(167.163.746)	(167.909.433)
346	(1.192.168)	(89.883.690)	72.588.092		(17.295.598)	10.799.470	(6.496.128)
3.629	(728.439.301)	(705.855.875)	1.709.375.632		2.541.242.399	893.401.046	3.434.643.445
	Cambios en Otras Reserva						
	Reservas de ganancias o pérdidas en la remoción de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
	49.393	(727.647.609)	(603.550.240)	1.442.314.476	2.376.486.878	728.340.314	3.104.827.192
				446.874.043	446.874.043	134.280.667	581.154.710
(46.110)	-	(21.586.476)			(21.586.476)	79.135.271	57.548.795
				425.287.567	425.287.567	213.415.938	638.703.505
				(240.773.372)	(240.773.372)		(240.773.372)
-	400.476	9.164.531	(11.627.607)		(2.463.076)	(59.154.676)	(61.617.752)
(46.110)	400.476	(12.421.945)	194.473.064		182.051.119	154.261.262	336.312.381
3.283	(727.247.133)	(615.972.185)	1.636.787.540		2.558.537.997	882.601.576	3.441.139.573
	Reservas de ganancias o pérdidas en la remoción de activos financieros disponibles para la venta						
	Reservas de ganancias o pérdidas en la remoción de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
	50.090	(727.647.609)	(575.456.324)	1.106.819.324	2.069.085.642	885.916.210	2.955.001.852
				533.555.794	533.555.794	151.054.813	684.610.607
(697)	-	(34.045.373)			(34.045.373)	(5.985.996)	(40.031.369)
				499.510.421	499.510.421	145.068.817	644.579.238
				(192.109.185)	(192.109.185)		(192.109.185)
-	-	5.951.457	(5.951.457)		-	(302.644.713)	(302.644.713)
(697)	-	(28.093.916)	335.495.152		307.401.236	(157.575.896)	149.825.340
49.393	(727.647.609)	(603.550.240)	1.442.314.476		2.376.486.878	728.340.314	3.104.827.192

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	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		2.557.471.193	2.504.061.586	2.625.154.987
Otros cobros por actividades de operación		62.202.659	7.361.320	11.845.180
Clases de pagos				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.553.989.987)	(1.434.235.803)	(1.320.991.289)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(106.519.088)	(72.061.666)	(56.089.739)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(7.660.814)	(5.126.423)	(2.449.193)
Otros pagos por actividades de operación		(40.479.993)	(27.518.236)	(45.086.476)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(213.483.352)	(232.151.601)	(261.341.269)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(143.282.989)	(55.223.043)	(95.348.080)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		554.257.629	685.106.134	855.694.121
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras		-	-	(88.979.632)
Préstamos a entidades relacionadas		(2.000)	(35.527.662)	(125.666.819)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		755.445	4.808.823	1.463.080
Compras de propiedades, planta y equipo		(261.759.378)	(266.667.712)	(254.609.306)
Compras de activos intangibles		(112.193)	(3.940.411)	(4.180.226)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo		46.526	41.114	-
Compras de otros activos a largo plazo		-	-	(263.466)
Dividendos recibidos		10.898.590	100.121.048	54.218.010
Intereses recibidos		7.053.828	6.138.870	1.525.208
Otras entradas (salidas) de efectivo		(15.048.587)	-	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(258.167.769)	(195.025.930)	(416.493.151)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Total importes procedentes de préstamos		233.456.449	219.433.669	152.550.484
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		229.377.002	219.433.669	116.515.974
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		4.079.447	-	36.034.510
Préstamos de entidades relacionadas		210.996.548	44.160.543	162.244.249
Pagos de préstamos		(255.656.336)	(149.315.986)	(436.075.044)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(7.522.468)	(8.811.381)	(22.261.038)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(100.716.674)	(34.110.125)	-
Dividendos pagados		(380.332.864)	(368.222.978)	(303.502.026)
Intereses pagados		(125.167.043)	(109.669.012)	(118.988.001)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(13.576.169)	(10.019.318)	18.140.940
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(438.518.557)	(416.554.588)	(547.890.436)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(142.428.697)	73.525.616	(108.689.466)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo				
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(2.058.912)	14.486.809	(4.478.904)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(144.487.609)	88.012.425	(113.168.370)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio		421.282.284	333.269.859	446.438.229
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	5	276.794.675	421.282.284	333.269.859

Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Nota 1

Actividad y Estados Financieros del Grupo

Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Endesa Chile (en adelante, “Endesa Chile” o el “Grupo”).

Endesa Chile 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° 114. 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, y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1994, y en Latibex desde 2001.

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

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943. Por Decreto Supremo de Hacienda N° 97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Unico Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 2.533 trabajadores al 31 de diciembre de 2012. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2012 fue de 2.517 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 32.

Endesa Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2011 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de enero de 2012 y, posteriormente, presentados a consideración de la 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 Endesa Chile. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.k.

Nota 2 Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile 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 Endesa Chile 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	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011.
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.	
Enmienda a NIC 12: Impuestos a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2012.
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".	

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:
Enmienda a NIC 1: Presentación de estados financieros	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2012.
NIIF 10: Estados financieros consolidados	
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).	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIIF 11: Acuerdos conjuntos	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIIF 13: Medición del valor razonable	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Nueva NIC 27: Estados financieros separados	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Nueva NIC 28: Inversiones en asociadas y negocio conjunto	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar	
Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.
NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2015.
Mejoras a las NIIF	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Guía de transición (Enmiendas a NIIF 10, 11 y 12)	
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 período comparativo precedente. Por otra parte, para revelaciones relacionadas con entidades estructuradas no consolidadas, las enmiendas remueven el requerimiento de presentar información comparativa para períodos anteriores a la primera aplicación de NIIF 12.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión	
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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014

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, 2.6 y 11.2), 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 Endesa Chile y filiales.

A continuación se presenta los principales rubros de los estados financieros consolidados de Endesa Chile, con el fin de reflejar los efectos de la aplicación retrospectiva de la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos:

Estados de Situación Financiera Consolidados	31-12-12 Actual M\$	31-12-12 Con NIIF 11 M\$
Activos Corrientes	834.985.891	781.353.916
Activos no Corriente	5.653.704.033	5.665.480.069
TOTAL DE ACTIVOS	6.488.689.924	6.446.833.985
Pasivos Corrientes	1.085.498.228	1.066.017.627
Pasivos no Corrientes	1.968.548.251	1.946.323.029
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.541.242.399	2.541.242.399
Participaciones no controladoras	893.401.046	893.250.930
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	6.488.689.924	6.446.833.985
Estado de Resultados Consolidados		
Total de Ingresos	2.369.386.374	2.320.385.324
Materias primas y combustibles utilizados	(1.328.702.775)	(1.318.479.928)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.040.683.599	1.001.905.396
Resultado Bruto de Explotación	833.849.536	808.101.160
Depreciaciones, amortizaciones y Pérdidas por Deterioro	(201.640.332)	(195.685.359)
Resultado Explotación	632.209.204	612.415.801
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	604.513.001	601.855.817
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	234.335.264	234.335.264
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	184.707.515	184.687.599
GANANCIA (PÉRDIDA)	419.042.779	419.022.863

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 de la Sociedad, 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.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Nota 21).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.f.5 y 18).
- 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.j).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas filiales de Endesa Chile, 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.m).

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

Son 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 Endesa Chile”, se describe la relación de Endesa Chile con cada una de sus filiales y entidades controladas en forma conjunta.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el ejercicio 2012 y 2011, no se produjeron variaciones significativas en el perímetro de consolidación de Endesa Chile.

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Variaciones en el perímetro de consolidación” del Grupo Endesa Chile 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 Endesa Chile posee una participación inferior al 50% en Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”), tiene la consideración de “Sociedad Filial” ya que Endesa Chile, 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 la citada sociedad.

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

Aunque el Grupo Endesa Chile 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 Endesa Chile S.A., 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.g).

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas”, se describe la relación de Endesa Chile S.A. 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. Endesa Chile 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 Endesa Chile 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 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 22.2).

Los ajustes por conversión generados con anterioridad a la fecha que Endesa Chile 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 22.5I).

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. El Grupo define período 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 8,83%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 23.915.042, M\$ 29.922.494 y M\$ 11.744.123 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\$ 12.763.185, M\$ 10.597.856, y M\$ 10.126.128 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que Endesa Chile y filiales deberán 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. Endesa Chile y filiales 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 20).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Endesa Chile 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 22.5I).

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

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

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

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

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d, 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 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 mayor información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase de plantas y equipos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	35-65
Obra civil	10-40
Equipo electromecánico	25-40
Centrales de carbón / fuel	10-25
Centrales de ciclo combinado	35
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 un detalle del período restante hasta su caducidad de aquella concesión que no tienen carácter indefinido:

Empresa	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	11 años

La administración de Endesa Chile evaluó las casuísticas específicas de la concesión descrita anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente (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 de alcance de esta norma se presentan en Nota 3.c.1).

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 período y se calculan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) 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 13 y 22.5.l).

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.d).

c) 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 d) de esta Nota.

c.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:

- La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio.
- 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, se reconoce 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.

El reconocimiento inicial de estos intangibles se realiza al costo, entendiendo por éste el valor razonable de la contraprestación entregada, más otros costos directos que sean directamente atribuibles a la operación. Posteriormente, se amortizan dentro del período de duración de la concesión.

El Grupo opera concesiones de carácter administrativo en donde la contraparte corresponde a un ente gubernamental, siendo la concesión sobre Túnel El Melón la única en donde existen factores determinantes para concluir que cumplen simultáneamente los requisitos explicados anteriormente.

En la concesión sobre Túnel El Melón el Ministerio de Obras Públicas de Chile (en adelante “MOP”) y nuestra filial

Concesionaria Túnel El Melón S.A. suscribieron un contrato de concesión que establece, tanto los servicios que deben ser proporcionados por el operador, como el precio de los mismos. El derecho de concesión se extingue durante el mes de Junio de 2016, momento en el cual el MOP recupera, sin que deba cumplirse ninguna condición específica de su parte, el derecho a explotar los activos asociados al Túnel El Melón.

El Grupo ha aplicado el método del intangible establecido en la CINIIF 12. No ha reconocido ningún activo financiero relacionado a la concesión de Túnel El Melón, en consideración a que el contrato suscrito con el MOP no establece ingresos garantizados a todo evento.

La filial que ha reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión es la siguiente:

Empresa Titular de la Concesión	País	Plazo	Período restante hasta caducidad
Concesionaria Túnel el Melón S.A (Infraestructura vial)	Chile	23 años	4 años

c.2) Gastos de investigación y desarrollo.

Endesa Chile y filiales 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.

c.3) Otros activos intangibles.

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos, servidumbres de paso y derechos de agua. 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 de 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.

d) 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	2012 Tasa g	2011 Tasa g
Chile	Peso chileno	2,3% - 4,1%	4,2%
Argentina	Peso argentino	8,6%	7,0%
Brasil	Real brasileño	5,1% - 6,1%	5,0% - 6,0%
Perú	Nuevo sol peruano	3,7%	3,2%
Colombia	Peso colombiano	4,3%	4,4%

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	8,4%	14,6%	9,2%	10,1%
Argentina	Peso argentino	26,0%	29,0%	23,0%	26,0%
Brasil	Real brasileño	13,5%	18,0%	9,5%	11,6%
Perú	Nuevo sol peruano		12,5%		9,3%
Colombia	Peso colombiano		14,5%		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, en todos los países en donde opera la sociedad 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.

e) 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 Endesa Chile y Filiales 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 depreciaba 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 depreciaba 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.

f) 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.

f.1) Activos financieros excepto derivados.

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

- Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas: Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva. El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el importe neto en libros del activo o pasivo financiero.
- Inversiones a mantener hasta su vencimiento: Aquellas que Endesa Chile tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados: Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- Inversiones disponibles para la venta: Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (ver Nota 6).

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

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

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

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

f.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.

f.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.f.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 16, 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.

f.4) Derivados y operaciones de cobertura.

Los derivados mantenidos por Endesa Chile y filiales 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 de Endesa Chile y filiales 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 de Endesa Chile y filiales.
- 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 Endesa Chile y filiales, 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.

f.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, Endesa Chile y filiales utilizan 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)

f.6) Baja de activos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

g) 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 de Endesa Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con las filiales, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (Plusvalía). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de Endesa Chile 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 a Endesa Chile 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 Endesa Chile con cada una de sus Asociadas.

h) Inventarios.

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

i) 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 ejercicio 2012 ni durante los ejercicios 2011 y 2010 transacciones con acciones propias.

j) 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 Endesa Chile y filiales, 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 Endesa Chile y filiales 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.

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

Endesa Chile y algunas filiales 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 especies, 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.

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 de los pasivos afectos a estos planes se registran directamente en el rubro “Patrimonio Total: Ganancias (pérdida) acumuladas”.

k) 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 ejercicio, 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.

Endesa Chile y filiales ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos 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.

l) 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, podrían clasificarse como pasivos a largo plazo.

m) Impuesto a las ganancias.

El resultado por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de Endesa Chile y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, 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 Endesa Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no 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.

n) 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 de Endesa Chile y filiales 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.

Endesa Chile y filiales 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 permutes de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

Endesa Chile y filiales registran 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.

La sociedad opera principalmente en el segmento de la generación de energía eléctrica y un porcentaje menor

corresponde a otros ingresos relacionados con la actividad principal.

o) Ganancia (pérdida) por acción.

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio 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 de alguna sociedad filial, 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 diluido diferente del beneficio básico por acción.

p) 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, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Endesa Chile, es prácticamente imposible, al cierre de cada ejercicio determinar 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.

q) Estado de flujos de efectivo.

A contar de la emisión de los presentes estados financieros, Endesa Chile 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 ejercicio, 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.

a) Chile

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

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

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

- (i) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Clientes con consumos entre 500 kW y 2.000 kW pueden elegir su condición entre libres y regulados. Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denominaba 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 extinguendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

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

b) 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.

Nota 5

Efectivo y Equivalente 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	150.519	573.894	50.988
Saldos en bancos	193.814.138	163.678.549	93.172.693
Depósitos a plazo	59.313.678	60.181.818	50.782.952
Otros instrumentos de renta fija	23.516.340	196.848.023	189.263.226
Total	276.794.675	421.282.284	333.269.859

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengán 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, cuyo vencimiento es 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\$
Ch\$	18.777.651	178.061.878	152.647.257
\$ Arg	6.942.739	18.496.001	13.504.738
\$ Col	187.767.447	136.254.802	74.588.339
Real	-	192.957	12.943.946
Soles	31.593.851	29.927.607	79.297.297
US\$	31.712.987	58.349.039	288.282
Total	276.794.675	421.282.284	333.269.859

Nota 6

Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Inversiones disponibles para la venta que cotizan	-	-	6.358	61.676
Inversiones disponibles para la venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.851.324	2.803.729
Instrumentos derivados cobertura (*)	51.876	723.067	29.200.554	9.385.907
Instrumentos derivados no cobertura (**)	-	47.504	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	25.067.909	-	-	-
Otros	-	143.638	1.344.666	1.347.358
Total	25.119.785	914.209	33.402.902	13.598.670

(*) Ver Nota 18.2.a

(**) Ver Nota 18.2.b

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	234.985.314	146.964.151	302.621.918	151.608.768
Deudores comerciales, bruto	145.421.613	140.323.852	257.415.659	148.367.033
Otras cuentas por cobrar, bruto	89.563.701	6.640.299	45.206.259	3.241.735

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	230.397.862	146.964.151	296.146.589	151.608.768
Deudores comerciales, neto (*)	142.096.269	140.323.852	252.266.420	148.367.033
Otras cuentas por cobrar, neto (**)	88.301.593	6.640.299	43.880.169	3.241.735

(*) Incluye en 2012 M\$ 12.307.382 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC.
 (**) Incluye en 2012 Cuentas por Cobrar a Cía. de Seguros por un monto de M\$ 74.873.533 (Centrales Bocamina I y II).

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

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios 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	924.001	3.747.049
Con antigüedad entre tres y seis meses	587.652	495.796
Con antigüedad entre seis y doce meses	1.394.740	76.278
Con vencimiento mayor a doce meses	-	1.189.475
Total	2.906.393	5.508.598

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	2.105.304
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	4.024.394
Montos castigados	(74.259)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	419.890
Saldo al 31 de diciembre de 2011	6.475.329
Aumentos (disminuciones) del período (*)	(1.460.736)
Montos castigados	(271.908)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	(30.262)
Otros movimientos	(124.971)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	4.587.452

(*) Ver Nota 26: Depreciación amortización y pérdida por deterioro.

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.

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 con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con sociedades filiales 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 empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							31-12-12 MS	31-12-11 MS	31-12-12 MS	31-12-11 MS
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	3.259.940	2.135.015	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	5.788.317	483.179	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Venta de Gas	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	15.575.922	12.737.733	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	1.805.810	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	855.814	975.867	-	-
Extranjera	Compañía Interconexao Energética S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	7.903.684	8.412.834	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	14.882.711	34.796.603	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	84.496	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	-	208.118	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	9.221.914	10.301.087	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	9.428	3.500	-	-
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	2.768	12.375	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	243.906	307.638	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	999.042	365.090	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Peru	23.890	311.013	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	546.833	591.541	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	379.802	379.862	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	771.985	8.926.072	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	56.689	18.979	-	-
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	1.667	651	-	-
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	546	3	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	22.457	12	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	95.399	7	-	-
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Argentina	8.443	10.492	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Costa Rica	42.019	317.563	-	-
Extranjera	Endesa Generación	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	784.741	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	17.256	-	-	-
Total							61.579.669	83.101.044	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Extranjera	Carboex S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	-	5.586.847	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	7.202.746	19.615.744	-	-
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	752	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	208.612	1.510.401	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	1.881.909	-	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	-	4.155.760	-	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	58.905	-	-	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	7.903.684	8.412.834	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	-	-	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Peru	19.405	13.875	-	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	Argentina	74.533	60.111	-	-
96806130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	54.607	538.373	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	95.007	124.779	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Dividendos	Mas de 90 días	Matriz Común	CH\$	Colombia	725.029	957.059	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	Colombia	9.726.465	4.457.125	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	819.438	480.824	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	42.166.288	80.410.515	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	Chile	111.270.569	2.800	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	CH\$	Chile	25.884.955	8.517.317	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	310.228	270.262	-	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	-	8.234	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	216.029	182.599	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	Chile	15.896	41.017	-	-
Extranjera	Endesa Generación	Compra de Combustible	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	4.556.927	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	32.200	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Cta cte mercantil	Menos de 90 días	Asociada	\$ Arg	Argentina	-	846	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Col	España	34.487	39.167	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	\$ Arg	España	45.107	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	España	48.086	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	166.923	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	80.928	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	España	407	-	-	-
Total							213.600.122	135.386.489	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	Saldo al		
					31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
78.970.360-4	Sociedad Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	-	49.870
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	177.486.847	185.387.242	315.880.308
		Matriz Común	Compra de Energía	Chile		(1.190.687)	-
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	2.564.327	857.384	1.965.720
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(10.796)	(1.586)	(2.546)
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(711.218)	(1.836.817)	(4.866.549)
Extranjera	Cia A. Multiser. Perú Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(10.349)	(33.536)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	9.124	200.712	204.826
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	14.055	17.295	(16.834)
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	42	7.963	31
94.271.000-3	Enersis S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile		1.103.543	1.081.260
		Matriz	Préstamos	Chile	(8.893.011)	(1.631.521)	(955.224)
		Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(1.205.502)	(2.108.577)	(1.997.448)
96.543.670-1	Cia A. Multiser. Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	3.659	12.188
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	(187.913)	943.719
Extranjera	Cia A. Multiser Colombia Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	-	(76.127)	(462.260)
		Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	-	2.500	18.832
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	27.780	235.828
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	(126.593)	(2.363.628)
Extranjera	Synapsis de Argentina Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	-	-	(53.256)
Extranjera	Synapsis Perú Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(29.294)	(662.426)
Extranjera	Synapsis Colombia Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	-	(11.199)	(533.088)
		Matriz Común	Préstamos	Colombia	-	-	119
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	24.023	26.337	30.860
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	732	19.917	26.066
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	-	(1)
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	1.486	2.548	112
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	1.294	-
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	177.490.874	177.111.431	141.854.364
		Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(341.378)	-	(111.254)
		Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	128.511	216.572	95.231
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(285.771)	(544.956)	(445.908)
		Matriz Común	Préstamos	Colombia	(658.607)	(568.669)	(1.130.297)
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(23.676.437)	(22.164.546)	(20.283.029)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Argentina	(5.850)	-	-
		Asociada	Servicios Recibidos	Argentina	(517.069)	-	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	98.807.132	113.677.669	109.531.161
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	(137.978)	(179.444)	(150.526)
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(57.535)	(74.825)
		Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	100.105	9.648	-
Extranjera	Endesa Latinoamericana S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(2.891)	-
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Brasil	-	427.898	626.134
		Asociada	Préstamos	Brasil	-	(3.866.183)	-
Extranjera	Endesa Generación	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(41.522.504)	-	-
Extranjera	Endesa Trading.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(705.859)	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	267.642	97.878	3.512
		Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(2.374.756)	(2.404.335)	(5.418.295)
		Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	128.134	206.808	196.624
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	-	(48.681)
Extranjera	Generalima S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	23.890	598.179	392.235
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(505.024)	(409.477)	(179.597)
		Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	8.171.445	8.534.042	4.250.274

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	Saldo al		
					31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	638.187	5.839.244	418.290
		Asociada	Préstamos	Chile	-	-	-
		Asociada	Servicios Prestados	Chile	661.296	600	86.563
		Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	-	984.760	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Argentina	(1.225.319)	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(2.175.039)	(2.677.343)	(2.608.180)
		Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(697.653)	(237.593)	(206.438)
		Asociada	Préstamos	Chile	-	10.783	-
		Asociada	Consumo de Gas	Chile	(168.238.842)	(132.888.115)	(143.303.323)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	21.995	111.779	49.032
		Asociada	Transporte de Gas	Chile	(34.209.731)	(28.679.684)	(14.109.590)
		Asociada	Servicios Prestados	Chile	220.493	-	-
		Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	Chile	(49.133)	(71.711)	(87.447)
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	Chile	(2.475)	(33.703)	(62.602)
78.488.290-K	Tironi y Asociados S.A. (*)	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(1.072.506)	(1.061.463)	(431.117)
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	80.799	97.993	4.450
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	-	(12.831)	(93.082)
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	3.403	8.504	-
		Matriz Común	Venta de Energía	Chile	98.441	128.210	8.876
		Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(1.987.512)	(3.811.001)	(3.554.055)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	1.599	-
		Matriz Común	Venta de Energía	Chile	133.270	26.659	48.042
		Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(757.930)	3.085	-
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	(25.269)	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(29.745)	(1.935.166)	(1.919.788)
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Brasil	1.225.319	-	-
		Matriz Común	Préstamos	Brasil	-	(76.201)	-
		Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(5.042.960)	(39.042.866)	-
Extranjera	Carboex S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(265.334)	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Matriz Común	Servicios Prestados	Mexico	-	19.216	-
Extranjera	Ph Chucas Costa Rica	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	481.177	419.356	-
Extranjera	Central Térmica Manuel Belgrano S.A.	Asociada	Préstamos	Argentina	-	287.347	-
Extranjera	Central Térmica San Martín S.A.	Asociada	Préstamos	Argentina	-	211.530	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Matriz Común	Servicios Prestados	España	(297.784)	-	-
Total					171.444.360	248.461.985	371.849.697

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

(*) Sociedades relacionadas con Director de la Matriz Sr. Eugenio Tironi Barrios.

Al 31 de diciembre de 2012, no existe un saldo por pagar a la sociedad Gestión Social S.A., al 31 de diciembre de 2011 existe un monto de M\$ 4.119 por pagar.

8.2 Directorio y personal clave de la Gerencia

Endesa Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio con fecha 26 de abril 2012.

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 General Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, no han variados desde el año 2001.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- a. 101,00 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- b. 66,00 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

En ambos casos con un incremento de un 100% para el Presidente y de un 50% para el Vicepresidente.

En el evento que un Director de Endesa Chile 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 Endesa Chile ostentare directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Endesa Chile 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 Endesa Chile.

Comité de Directores

Cada miembro integrante del Comité de Directores percibe una dieta por asistencia a Sesión de 56,00 Unidades de Fomento, con un máximo de doce sesiones anuales remuneradas.

Por la promulgación de la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, se estableció la fusión del Comité de Directores y el Comité de Auditoría.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010:

Nombre	Cargo	31-12-12					
		Periodo de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$	Comité de Auditoría M\$	Variable a cuenta Utilidades M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/12 al 31/12/12	99.635	-	-	-	-
Paolo Bondi (1)	Vicepresidente	01/01/12 al 31/12/12	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia (2)	Director	01/01/12 al 26/04/12	15.027	-	5.039	-	-
Francesco Buresti (1)	Director	01/01/12 al 31/12/12	-	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín (2)	Director	01/01/12 al 26/04/12	15.027	-	-	-	-
Vittorio Corbo	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.817	-	-	-	-
Jaime Bauza Bauza	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.818	-	15.201	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.818	-	15.201	-	-
Alfredo Arahuetes Garcia (3)	Director	26/04/12 al 31/12/12	35.171	-	-	-	-
Enrique Cibí Bluth (3)	Director	26/04/12 al 31/12/12	35.171	-	10.162	-	-
Manuel Morán Casero (1) ; (3)		26/04/12 al 31/12/12	-	-	-	-	-
TOTAL			349.484		45.603		-

Nombre	Cargo	31-12-11					
			Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$	Comité de Auditoría M\$	Variable a cuenta Utilidades M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/11 al 31/12/11	77.843	-	-	-	-
Paolo Bondi (1)	Vicepresidente	01/01/11 al 31/12/11	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/11 al 31/12/11	38.921	-	18.916	-	-
Francesco Buresti (1)	Director	01/01/11 al 31/12/11	-	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín	Director	01/01/11 al 31/12/11	38.921	-	-	-	-
Luis de Guindos Jurado	Director	01/01/11 al 31/12/11	38.921	-	-	-	-
Vittorio Corbo	Director	01/01/11 al 31/12/11	38.921	-	-	-	-
Jaime Bauza Bauza	Director	01/01/11 al 31/12/11	38.921	-	18.916	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/11 al 31/12/11	38.921	-	18.916	-	-
TOTAL			311.369		56.748		-

Nombre	Cargo	31-12-10					
		Periodo de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$	Comité de Auditoría M\$	Variable a cuenta Utilidades M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/10 al 31/12/10	44.957	-	-	-	-
Paolo Bondi (1)	Vicepresidente	01/01/10 al 31/12/10	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/10 al 31/12/10	23.094	-	23.643	752	-
Francesco Buresti (1)	Director	01/01/10 al 31/12/10	-	-	-	-	-
Leonidas Vial Echeverría	Director	01/01/10 al 22/04/10	6.870	-	756	-	-
Gerardo Jofré Miranda	Director	01/01/10 al 28/02/10	5.713	-	2.260	-	-
Borja Prado Eulate	Director	01/01/10 al 22/04/10	5.455	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín (2)	Director	01/01/10 al 31/12/10	40.839	-	756	-	-
Luis de Guindos Jurado	Director	01/01/10 al 31/12/10	25.046	-	-	752	-
Vittorio Corbo	Director	22/04/10 al 31/12/10	14.623	-	-	-	-
Jaime Bauza Bauza	Director	22/04/10 al 31/12/10	14.623	-	20.628	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	22/04/10 al 31/12/10	13.091	-	15.463	-	-
TOTAL			194.311		63.506	1.504	-

(1) Los señores Paolo Bondi, Francesco Buresti y Manuel Morán renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio ENDESA.

(2) Directores Jaime Estévez Valencia y José María Calvo-Sotelo desempeñaron su cargo hasta la sesión de Junta Ordinaria celebrada el 26 de Abril de 2012.

(3) Directores Alfredo Arahuetes, Enrique Cibí y Manuel Morán son designados como directores de ENDESA en Junta Ordinaria de fecha 26 de abril de 2012.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

8.3 Retribución de Gerencia de Endesa Chile

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
23.295.610-0	Joaquín Galindo Vélez	Gerente General
7.289.154-6	Claudio Iglesis Guillard	Gerente de Producción Eléctrica Regional
5.899.848-6	Juan Benabarre Benaiges	Gerente de Ingeniería, Proyectos, EI + D + I Regional
7.893.919-2	José Venegas Maluenda	Gerente Gestión Energía y Comercialización Regional
7.044.467-4	Fernando Gardeweg Ried (1)	Gerente de Administración y Finanzas
23.303.647-1	Luis Larumbe Aragón	Gerente de Planificación y Control
7.208.766-6	Luz María Torm Silva	Gerente de Recursos Humanos
12.690.736-2	María Francisca Moya Moreno	Gerente de Comunicación
10.673.365-1	Sebastián Fernández Cox	Gerente Proyectos y Planificación Energética
6.479.975-4	Carlos Martín Vergara	Fiscal

1) El Sr. Fernando Gardeweg Ried asumió como Gerente de Administración de Finanzas el 1º de septiembre de 2012 en reemplazo del Sr. Eduardo Escaffi Johnson quien renunció con fecha 27 de agosto de 2012.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a:

	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Remuneración	1.989.781	2.000.299	1.723.008
Beneficios a corto plazo para los empleados	882.323	995.734	598.546
Otros beneficios a largo plazo	627.678	215.192	119.006
TOTAL	3.499.782	3.211.225	2.440.560

Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

Endesa Chile 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 de la Gerencia de Endesa Chile.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Endesa Chile.

c) * Cláusulas de garantía: A favor del personal clave de la Gerencia.

* Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control.

No existen cláusulas de garantías.

* Pacto de no competencia post contractual.

No existen pactos.

8.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.

Nota 9

Inventarios

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

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Suministros para la producción	42.462.328	31.215.141
Inventarios para proyectos y repuestos	23.196.105	24.689.123
Total	65.658.433	55.904.264

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Nota 10

Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Pagos provisionales mensuales	43.244.475	62.905.560
IVA Crédito fiscal	67.101.005	20.485.145
Crédito por utilidades absorbidas	41.528.840	-
Créditos por gastos de capacitación	180.000	2.040
Otros	3.314.428	2.122.324
Total	155.368.748	85.515.069

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

	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Impuesto a la Renta	51.904.916	52.024.857
IVA Débito fiscal	8.612.135	12.281.132
Impuesto al patrimonio	12.748.320	14.593.219
Otros	6.498.736	13.276.420
Total	79.764.107	92.175.628

Nota 11

Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación y Sociedades de Control Conjunto

11.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2012 y 2011:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2012 M\$	
Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	9.733.400	
Endesa Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	40,4529%	569.012.759	
GNL Quinteros S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	-	
GNL Chile S.A. (2)	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	-	
Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,0000%	3.428.480	
Distrilec Inversora S.A. (3)	Argentina	Peso argentino	0,8875%	24.209	
TOTALES				582.198.848	

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2011 M\$	
Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	3.827	
Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,5000%	8.089.685	
Endesa Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	40,4485%	566.846.731	
GNL Quinteros S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	2.883.634	
GNL Chile S.A. (2)	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	-	
Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,0000%	3.094.078	
Distrilec Inversora S.A. (3)	Argentina	Peso argentino	0,8900%	825.392	
TOTALES				581.743.347	

(1) Con fecha 16 de noviembre de 2011, se produjo la fusión por absorción de la sociedad Inversiones Electrogas S.A. por parte de Electrogas S.A..

(2) Los saldos correspondientes a la provisión por patrimonios negativos se presentan en el rubro Otros pasivos no financieros no corrientes.

(3) La influencia significativa se ejerce producto que Enersis, matriz de Endesa Chile, posee el 51,5% de participación sobre Distrilec.

	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2012 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Saldo al 31-12-2012 M\$
4.283.023	(4.186.063)	(761.847)		(38.072)	9.030.441	-	9.030.441
107.503.620	(4.249.443)	(97.520.065)		(578.190)	574.168.681	-	574.168.681
5.198.419	(2.738.825)	644.605		782.465	3.886.664	(3.886.664)	-
388.865	-	(5.373)		(6.657)	376.835	-	376.835
(24.718)	-	(660.005)		(32)	2.743.725	-	2.743.725
(404.308)	-	31.531		(839)	(349.407)	349.407	-
116.944.901	(11.174.331)	(98.271.154)		158.675	589.856.939	(3.537.257)	586.319.682

	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2011 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Saldo al 31-12-2011 M\$
4.159.992	(4.142.727)	918.611		8.793.697	9.733.400	-	9.733.400
-	-	-		(8.089.685)	-	-	-
115.355.267	(98.855.205)	(6.794.701)		(7.539.333)	569.012.759	-	569.012.759
4.055.771	-	66.991		(15.880.240)	(8.873.844)	8.873.844	-
-	-	-		-	-	6.658	-
249.673	-	84.729		-	3.428.480	-	3.428.480
(787.430)	-	(6.684)		(7.069)	24.209	-	24.209
123.033.273	(102.997.932)	(5.731.054)		(22.722.630)	573.325.004	8.880.502	582.198.848

- b) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, no ocurrieron movimientos significativos de participaciones en nuestras asociadas.
- c) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas
 - Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 de los estados financieros de las sociedades en la que Endesa Chile 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\$	Ganancia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	46.897.389	873.409	41.673.631	-	3.255.026	(3.309.953)	(54.928)
Endesa Brasil S.A.	40,45%	760.292.147	2.272.323.291	444.024.393	1.349.320.265	2.132.750.328	(1.867.000.405)	265.749.923
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	965.234	-	1.013.028	39.323.517	-	(45.557.576)	(45.557.576)
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\$	Ganancia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	49.705.466	820.787	42.907.410	-	3.423.785	(2.868.957)	554.828
Endesa Brasil S.A.	40,45%	711.159.450	2.554.157.698	649.588.123	1.423.514.961	1.973.427.447	(1.688.268.186)	285.159.261
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	1.198.471	2.767.981	1.238.424	-	-	(88.727.910)	(88.727.910)
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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

- Información Adicional

- i) Companhia de Interconexão Energética – CIEN

El negocio de Companhia de Interconexão Energética (CIEN), filial de nuestra asociada Endesa Brasil, 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 elaboró 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 4 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 5 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.

ii) Ampla y Coelce

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 (filiales de nuestra asociada Endesa Brasil). 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 de nuestra asociada 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. Considerando lo anterior, al cierre del presente ejercicio, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperan 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 (M\$ 14.182.820 a nivel de Endesa Chile, registrado como participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación).

d) Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Endesa Brasil tiene que cumplir con algunos covenants financieros, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2012 de Endesa Brasil asciende a M\$ 112.916.261 (M\$ 241.837.340 en diciembre de 2011).

11.2 Sociedades con control conjunto

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2012 y 2011 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Endesa Chile posee control conjunto que se ha utilizado en el proceso de consolidación (proporcionalmente):

	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\$	Ganancia (Pérdida) M\$
Hidroaysén S.A.	51,00%	10.081.574	127.061.491	5.728.373	248.465	-	(1.140.074)	(1.140.074)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.273.653	9.921.635	503.949	1.269.420	2.265.866	(1.576.437)	689.429
Gas Atacama S.A.	50,00%	109.901.311	280.273.935	48.808.533	42.927.589	119.376.455	(82.726.987)	36.649.468

	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\$	Ganancia (Pérdida) M\$
Hidroaysén S.A.	51,00%	10.250.367	115.878.802	7.348.428	1.035.256	-	(4.664.851)	(4.664.851)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.463.786	10.533.846	298.164	966.978	2.310.668	(1.632.824)	677.844
Gas Atacama S.A.	50,00%	93.103.848	314.752.350	77.452.973	45.808.413	260.889.567	(225.125.891)	35.763.676

Nota 12 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Activos Intangibles Neto		
Activos Intangibles Identificables, Neto	55.918.748	45.679.853
Costos de Desarrollo	6.330.033	5.386.314
Servidumbres	29.661.562	19.925.736
Concesiones (1)	9.728.025	12.152.979
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.482.187	252.095
Programas Informáticos	5.945.594	4.792.643
Otros Activos Intangibles Identificables	2.771.347	3.170.086
Activos Intangibles Bruto		
Activos Intangibles Identificables, Bruto	108.313.814	92.129.085
Costos de Desarrollo	6.712.689	5.669.859
Servidumbres	34.871.322	24.700.484
Concesiones (1)	40.142.065	40.156.864
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.798.218	517.172
Programas Informáticos	16.353.434	14.909.889
Otros Activos Intangibles Identificables	8.436.086	6.174.817
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor		
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(52.395.066)	(46.449.232)
Costos de Desarrollo	(382.656)	(283.545)
Servidumbres	(5.209.760)	(4.774.748)
Concesiones	(30.414.040)	(28.003.885)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	(316.031)	(265.077)
Programas Informáticos	(10.407.840)	(10.117.246)
Otros Activos Intangibles Identificables	(5.664.739)	(3.004.731)

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

Empresa titular de la Concesión	País	Plazo de la Concesión	Período restante hasta caducidad	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Concesionaria Túnel El Melón S.A. (Infraestructura Vial) (*)	Chile	23 Años	4 Años	9.728.025	12.152.979

(*) Ver nota 3.c.1

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2012 y 2011 han sido los siguientes:

Año 2012

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M\$	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Concesiones M\$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	5.386.314	19.925.736	12.152.979	252.095	4.792.643	3.170.086	45.679.853
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	3.222.354	727.244	-	458.044	10.524.922	25.162	14.957.726
Retiros	(1.081.543)	(5.016)	-	-	(2.322)	-	(1.088.881)
Amortización (*)	(121.930)	(378.740)	(2.426.638)	(47.358)	(307.412)	(438.025)	(3.720.103)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	67.253	329.180	1.683	5.811	403	40.279	444.609
Otros incrementos (disminuciones)	(1.142.415)	9.063.158	1	813.595	(9.062.640)	(26.155)	(354.456)
Total movimientos en activos intangibles identificables	943.719	9.735.826	(2.424.954)	1.230.092	1.152.951	(398.739)	10.238.895
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2012	6.330.033	29.661.562	9.728.025	1.482.187	5.945.594	2.771.347	55.918.748

(*) Ver nota 26 Depreciación y Amortización

Año 2011

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M\$	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Concesiones M\$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	2.262.982	18.015.386	14.200.420	23.121	5.390.313	4.462.288	44.354.510
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	1.844.034	453.174	-	206.661	1.355.938	12.397	3.872.204
Retiros	(464.628)	-	-	-	(130.184)	(20.853)	(615.665)
Amortización	(21.488)	(341.988)	(2.113.018)	(43.460)	(517.197)	(457.716)	(3.494.867)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	412.888	276.864	1.036.008	52.914	(7.802)	155.993	1.926.865
Otros incrementos (disminuciones)	1.352.526	1.522.300	(970.431)	12.859	(1.298.425)	(982.023)	(363.194)
Total movimientos en activos intangibles identificables	3.123.332	1.910.350	(2.047.441)	228.974	(597.670)	(1.292.202)	1.325.343
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2011	5.386.314	19.925.736	12.152.979	252.095	4.792.643	3.170.086	45.679.853

Nota 13 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 de los ejercicios 2012 y 2011:

Compañía	Saldo Inicial 01-01-2012 M\$	Fusiones M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31-12-2012 M\$
Pangue S.A. (*)	3.139.337	(3.139.337)	-	-
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	12.822.659	-	(2.476.732)	10.345.927
San Isidro S.A. (*)	1.516.768	3.139.337	-	4.656.105
Edegel S.A.	83.779.596	-	(2.228.884)	81.550.712
Emgesa S.A.	5.126.657	-	67.685	5.194.342
Gas Atacama S.A.	14.024	-	(1.097)	12.927
Total	106.399.041	-	(4.639.028)	101.760.013

(*) Ver anexo N°1.

Compañía	Saldo Inicial 01-01-2011 M\$	Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de Resultados M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31-12-2011 M\$
Pangue S.A.	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	-	313.226	12.822.659
San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768
Edegel S.A.	72.931.068	-	10.848.528	83.779.596
Emgesa S.A.	4.660.782	-	465.875	5.126.657
Gas Atacama S.A.	12.636	-	1.388	14.024
Total	100.085.306	(5.448.372)	11.762.107	106.399.041

(**) Ver Nota 26 y 31.5

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1. Empresa Eléctrica Pangue S.A.

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

2. 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.

3. Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Con fecha 11 de agosto de 2005, Endesa Chile compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A..

4. Edegel S.A.A.

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

5. Emgesa S.A. E.S.P.

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

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Endesa Chile, 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.b.).

Nota 14 Propiedades, Planta y Equipo

a) 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	4.659.460.624	4.603.902.502
Construcción en Curso	636.492.929	859.607.058
Terrenos	63.388.613	57.233.046
Edificios	20.349.421	21.369.882
Planta y Equipo	3.898.769.747	3.628.955.431
Instalaciones Fijas y Accesorios	16.283.548	11.521.571
Otras Propiedades, Planta y Equipo	24.176.366	25.215.514

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	8.056.345.864	7.861.632.454
Construcción en Curso	636.492.929	859.607.058
Terrenos	63.388.613	57.233.046
Edificios	35.374.273	34.715.848
Planta y Equipo	7.232.890.798	6.828.989.427
Instalaciones Fijas y Accesorios	57.491.753	50.214.412
Otras Propiedades, Planta y Equipo	30.707.498	30.872.663

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	(3.396.885.240)	(3.257.729.952)
Edificios	(15.024.852)	(13.345.966)
Planta y Equipo	(3.334.121.051)	(3.200.033.996)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(41.208.205)	(38.692.841)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(6.531.132)	(5.657.149)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para los ejercicios 2012 y 2011:

Movimiento año 2012	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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	859.607.058	57.233.046	21.369.882	3.628.955.431	11.521.571	25.215.514	4.603.902.502
Adiciones	271.595.941	107.336	-	16.263.472	1.232.447	-	289.199.196
Retiros	(7.976)	(213.187)	-	(117.955)	(88.415)	-	(427.533)
Gasto por depreciación	-	-	(1.124.692)	(182.211.881)	(2.549.807)	(916.487)	(186.802.867)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados (*)	-	-	-	(12.578.098)	-	-	(12.578.098)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(1.458.029)	(49.332)	93.634	(37.503.726)	(124.294)	(122.661)	(39.164.408)
Otros incrementos (decrementos)	(493.244.065)	6.310.750	10.597	485.962.504	6.292.046	-	5.331.832
Total movimientos	(223.114.129)	6.155.567	(1.020.461)	269.814.316	4.761.977	(1.039.148)	55.558.122
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	636.492.929	63.388.613	20.349.421	3.898.769.747	16.283.548	24.176.366	4.659.460.624

(*) Ver Nota 26

Movimiento año 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\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	608.596.323	78.877.683	20.354.169	3.511.577.266	10.985.401	23.515.747	4.253.906.589
Adiciones	269.454.746	176.743	-	25.327.644	1.339.581	-	296.298.714
Retiros	(881.355)	(12.753)	431	(1.546.224)	(79.565)	-	(2.519.466)
Gasto por depreciación	(47.084)	-	(957.458)	(166.779.009)	(4.249.443)	(919.239)	(172.952.233)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	10.051.761	1.913.632	1.399.777	211.675.940	929.669	168.084	226.138.863
Otros incrementos (decrementos)	(27.567.333)	(23.722.259)	572.963	48.699.814	2.595.928	2.450.922	3.030.035
Total movimientos	251.010.735	(21.644.637)	1.015.713	117.378.165	536.170	1.699.767	349.995.913
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	859.607.058	57.233.046	21.369.882	3.628.955.431	11.521.571	25.215.514	4.603.902.502

c) 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.

d) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, las Propiedades, plantas y equipo incluyen M\$ 119.804.008 y M\$ 130.228.889 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:

	31-12-2012			31-12-2011		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	7.446.617	1.578.558	5.868.059	11.212.425	2.033.642	9.178.783
Entre un año y cinco años	37.900.651	3.880.045	34.020.606	35.645.470	5.821.408	29.824.062
Más de cinco años	13.016.926	2.211.594	10.805.332	27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total	58.364.194	7.670.197	50.693.997	74.477.383	10.312.976	64.164.407

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

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

2. Edegel S.A.: corresponde a contratos para financiar el proyecto de conversión de la planta termoeléctrica a ciclo combinado efectuado por la empresa y las Instituciones Financieras Banco de Crédito del Perú y BBVA - Banco Continental. Dichos contratos tienen una duración de 8 años y devengan interés a una tasa anual de Libor + 2,5% y Libor +2,5%, al 31 de diciembre de 2012 y 2011, respectivamente.

e) Arrendamiento operativo

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	1.842.470	273.826	1.450.228
Entre un año y cinco años	7.747.262	1.084.081	5.800.911
Más de cinco años	9.193.709	16.307.666	7.251.139
Total	18.783.441	17.665.573	14.502.278

f) Otras informaciones

1. Endesa Chile y filiales mantenían al 31 de diciembre de 2012 y 2011 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 11.775.412 y M\$ 104.286.787, respectivamente
 2. Al 31 de diciembre 2012 y 2011, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 57.129.918 y M\$ 154.141.593, respectivamente (Ver Nota 31).
 3. La Sociedad y sus filiales nacionales y extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$ 300.000, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a ésta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.
 4. Gas Atacama, sociedad participada por Endesa Chile 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 en 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 MUS\$ 110.000.
 5. 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 holgado 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.
 6. Como consecuencia del terremoto ocurrido en Chile con fecha 27 de febrero de 2010, ciertas instalaciones y equipos de nuestra Sociedad 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.
- Producto de los anterior, se efectuaron en el ejercicio 2010 retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente la Sociedad 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 Endesa Chile y filiales 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 23).
7. 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 Energetische Strojarne 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.

8. 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.d)).

Nota 15 Impuestos Diferidos

- a) El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

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	47.982.561	57.236.950	314.724.308	298.528.375
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	1.539.812	2.012.175	1.546.125	15.348.953
Impuestos diferidos relativos a provisiones	1.741.630	17.995.793	1.109.315	3.204.311
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post empleo	471.979	761.989	6.052	-
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	-	771.772	5.372.810	880.379
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	16.176.684	18.328.006	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	-	-	9.135.623	20.926.963
Total Impuestos Diferidos	67.912.666	97.106.685	331.894.233	338.888.981

- b) Los movimientos de los rubros de “Impuestos diferidos” del estado de situación consolidado en el ejercicio 2012 y ejercicio 2011 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Passivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	96.113.683	347.009.839
Incremento (decremento) en ganancia (pérdida)	(4.144.372)	(32.463.291)
Incremento (decremento) en resultados integrales	389.640	3.764.732
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.747.734	20.577.701
Saldo al 31 de diciembre de 2011	97.106.685	338.888.981
Incremento (decremento) en ganancia (pérdida)	8.356.038	33.433.165
Incremento (decremento) en resultados integrales	61.351	3.147.090
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(11.940)	(7.726.947)
Otros incrementos (decrementos)	(37.599.468)	(35.848.056)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	67.912.666	331.894.233

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades filiales 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\$ 10.176.831 y M\$ 5.466.208, respectivamente. (Ver Nota 3.m).

Endesa Chile 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. Al 31 de diciembre de 2012 el monto total de esta diferencia temporaria no registrada asciende a M\$ 520.353.425

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	Periodo
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 de Endesa Chile estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros de las sociedades.

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 MS	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MS	Importe después de Impuestos MS	Importe antes de Impuestos MS	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MS	Importe después de Impuestos MS	Importe antes de Impuestos MS	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias MS	Importe después de Impuestos MS
Activos financieros disponibles para la venta	581	(235)	346	(55.554)	9.444	(46.110)	(840)	143	(697)
Cobertura de flujo de caja	52.063.325	(19.893.304)	32.170.021	(105.712.956)	17.363.818	(88.349.138)	39.403.869	(7.544.962)	31.858.907
Ajustes por conversión	(126.928.010)	-	(126.928.010)	148.898.757	-	148.898.757	(71.162.059)	-	(71.162.059)
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(3.997.594)	801.138	(3.196.456)	(3.491.914)	537.200	(2.954.714)	(938.426)	210.906	(727.520)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(78.861.698)	(19.092.401)	(97.954.099)	39.638.333	17.910.462	57.548.795	(32.697.456)	(7.333.913)	(40.031.369)

Nota 16 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 MS	No corriente MS	Corriente MS	No corriente MS
Préstamos que devengan intereses	409.688.893	1.513.616.717	302.006.286	1.712.294.737
Instrumentos derivados de cobertura (*)	975.089	5.007.665	184.042	6.555.571
Otros pasivos financieros	2.442.846	7.027.436	3.367.362	9.243.595
Total	413.106.828	1.525.651.818	305.557.690	1.728.093.903

(*) Ver Nota 18.2a

Préstamos que devengan intereses

1. El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	44.905.191	244.038.846	145.464.457	194.087.333
Obligaciones no garantizadas	255.588.166	1.214.433.002	83.118.154	1.403.000.187
Obligaciones garantizadas	4.880.687	4.689.387	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	5.868.059	44.825.938	9.178.783	54.985.624
Otros préstamos	98.446.790	5.629.544	53.584.416	50.586.485
Total	409.688.893	1.513.616.717	302.006.286	1.712.294.737

2. 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.

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2012 asciende a M\$ 284.110.737 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 332.248.376.

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2012 M\$
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 M\$	Vencimiento			
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco y Mas Años M\$	
Chile	US\$	Semestral	1,76%	Sin Garantía	354.739	1.191.983	1.546.722	97.967.390	-	-	97.967.390
Chile	CH\$	Semestral	6,00%	Sin Garantía	277	-	277	-	-	-	-
Perú	US\$	Trimestral	3,49%	Sin Garantía	1.806.758	444.835	2.251.593	10.632.998	25.699.999	12.010.552	48.343.549
Argentina	US\$	Semestral	8,91%	Sin Garantía	7.214.852	4.421.192	11.636.044	7.368.666	-	-	7.368.666
Argentina	\$ Arg	Semestral	21,63%	Sin Garantía	18.788.048	8.972.376	27.760.424	7.702.892	-	-	7.702.892
Colombia	\$ Col	Semestral	9,20%	Sin Garantía	1.710.131	-	1.710.131	-	82.656.349	-	82.656.349
Total					29.874.805	15.030.386	44.905.191	123.671.946	108.356.348	12.010.552	244.038.846

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2011 M\$	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento				
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco y Mas Años M\$		
Chile	US\$	Semestral	2,83%	Sin Garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	106.555.130	849.449	-	107.404.579	
Perú	US\$	Trimestral	3,44%	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	Trimestral	3,85%	Sin Garantía	3.068	1.541.618	1.544.686	-	-	-	-	
Argentina	US\$	Semestral	5,10%	Sin Garantía	494.597	6.393.975	6.888.572	17.983.101	1.598.484	-	19.581.585	
Argentina	\$ Arg	Semestral	17,66%	Sin Garantía	28.051.669	9.299.019	37.350.688	15.020.415	2.414.084	-	17.434.499	
Colombia	\$ Col	Semestral	6,48%	Sin Garantía	-	86.794.795	86.794.795	-	-	-	-	
Total					30.988.462	114.475.995	145.464.457	143.855.190	24.074.056	26.158.087	194.087.333	

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización
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	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%	Anual
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Santander	Colombia	\$ Col	8,15%	7,91%	Anual
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
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander C.H. SA Chile	Chile	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile (Línea Crédito)	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjero	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	1,82%	1,73%	Semestral
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjero	Scotiabank & Trust Cayman Ltd	Cayman Islands	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjero	Bank Of America	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjero	Mercantil Commercebank	E.E.U.U.	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco del Estado de Chile	Chile	US\$	1,83%	1,06%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.NY	E.E.U.U.	US\$	1,72%	1,12%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	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	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	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 Río	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
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 - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado 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 - Sindicado 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 - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau - Sindicado 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 - Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	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 - Sindicado 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	Banco Macro I	Argentina	\$ Arg	23,14%	21,00%	Al Vencimiento
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank - Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral
Total M\$									

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

	12-2012							12-2011								
	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente					
	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco a Diez Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco a Diez Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	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	-	-	-	-	-
162.350	-	162.350	-	7.846.933	-	-	-	7.846.933	1.890.464	5.610.961	7.501.425	1.870.361	-	-	-	1.870.361
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	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	-	-	-	-	-
-	820.076	820.076	1.570.498	-	-	-	-	1.570.498	50.233	849.448	899.681	1.698.896	849.449	-	-	2.548.345
-	-	-	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	-	-	-	-	-	-	-	30.494.018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.267	-	34.267	30.494.018	-	-	-	30.494.018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.921.194	-	-	-	12.921.194	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.842.388	-	-	-	25.842.388	
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
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	761.700	-	-	-	761.700
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	3.196.969	3.237.646	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	-	-	-	-	-
	44.905.191							244.038.846		145.464.457						194.087.333

3. 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	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2012 MS	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 MS	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS		Uno a Tres Años MS	Tres a Cinco Años MS	Cinco y Mas Años MS	Más de diez Años MS		
Chile	US\$	Semestral	8,06%	Sin Garantía	15.065.057	191.984.000	207.049.057	94.914.421	-	-	144.892.812	239.807.233	
Chile	Ch\$	Trimestral	5,48%	Sin Garantía	-	6.178.710	6.178.710	9.501.752	9.501.752	106.811.653	166.629.904	292.445.061	
Perú	US\$	Semestral	6,89%	Sin Garantía	785.915	55.795	841.710	7.688.954	9.566.350	13.472.288	4.783.175	35.510.767	
Perú	Soles	Trimestral	6,50%	Sin Garantía	5.114.847	9.434.412	14.549.259	9.059.897	-	9.378.776	-	18.438.673	
Colombia	\$ Col	Semestral	8,25%	Sin Garantía	26.969.430	-	26.969.430	105.165.633	46.070.752	326.451.927	150.542.956	628.231.268	
Total					47.935.249	207.652.917	255.588.166	226.330.657	65.138.854	456.114.644	466.848.847	1.214.433.002	

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2011 MS	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 MS	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS		Uno a Tres Años MS	Tres a Cinco Años MS	Cinco y Mas Años MS	Más de diez Años MS		
Chile	US\$	Semestral	8,36%	Sin Garantía	16.296.727	-	16.296.727	206.726.825	102.843.263	-	157.356.125	466.926.213	
Chile	Ch\$	Trimestral	5,17%	Sin Garantía	31.548.592	6.789.214	38.337.806	9.274.316	9.274.316	83.987.692	275.252.070	377.788.394	
Perú	US\$	Semestral	6,98%	Sin Garantía	853.625	60.597	914.222	5.049.784	13.692.084	14.632.944	5.195.251	38.570.063	
Perú	Soles	Trimestral	6,60%	Sin Garantía	437.080	57.158	494.238	23.760.221	-	4.817.555	4.817.555	33.395.331	
Colombia	\$ Col	Semestral	9,11%	Sin Garantía	-	27.075.161	27.075.161	-	37.890.242	212.561.450	235.868.494	486.320.186	
Total					49.136.024	33.982.130	83.118.154	244.811.146	163.699.905	315.999.641	678.489.495	1.403.000.187	

4. 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	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2012 MS	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 MS	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco y Mas Años M\$	Más de diez Años M\$		
Perú	Soles	Semestral	6,31%	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	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				Total No Corriente al 31/12/2011 MS	
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 MS	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco y Mas Años M\$			
Perú	US\$	Semestral	6,15%	Con Garantía	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-	-	
Perú	Soles	Semestral	6,35%	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 corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2012 asciende a M\$ 1.665.722.865 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 1.884.977.657.

- 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	Garantia	12-2012		
										Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
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	-	4.748.371	4.748.371
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	132.316	-	132.316
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	130.640	-	130.640
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	7.400	7.400
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	144.821	-	144.821
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No	84.409	-	84.409
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	6,50%	No	4.775.750	-	4.775.750
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,54%	6,44%	No	-	4.722.091	4.722.091
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,63%	No	-	4.704.921	4.704.921
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No	109.867	-	109.867
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	130.645	-	130.645
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No	-	55.795	55.795
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	135.080	-	135.080
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	96.257	-	96.257
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,74%	6,63%	No	145.239	-	145.239
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	78.922	-	78.922
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,87%	5,78%	No	69.132	-	69.132
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	No	469.671	-	469.671
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	No	89.461	-	89.461
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A5	Colombia	\$ Col	8,06%	8,06%	No	3.205.705	-	3.205.705
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	7,38%	7,19%	No	134.607	-	134.607
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,71%	8,44%	No	511.529	-	511.529
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,03%	8,74%	No	183.657	-	183.657
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No	1.161.554	-	1.161.554
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	8,83%	8,56%	No	1.261.346	-	1.261.346
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,04%	8,75%	No	529.504	-	529.504
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	2.318.404	-	2.318.404
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	16.660.570	-	16.660.570
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	No	264.062	-	264.062
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	No	179.360	-	179.360
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	-	5.731.907	5.731.907
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	446.803	446.803
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,35%	No	6.679.443	191.984.000	198.663.443
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	3.449.713	-	3.449.713
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	3.242.355	-	3.242.355
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	1.036.841	-	1.036.841
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	Extranjero	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	656.705	-	656.705
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	6,44%	6,44%	No	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	3,86%	3,86%	No	-	-	-
Total M\$										260.468.853		

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.

	12-2012					12-2011							
	No Corriente					Corriente			No Corriente				
	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco a Diez Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco a Diez Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	60.596	60.596	4.817.554	-	-	-	4.817.554
4.689.387					4.689.387	135.886	-	135.886	4.817.554	-	-	-	4.817.554
-	-	4.783.175	-	4.783.175	-	141.895	-	141.895	-	-	5.195.251	-	5.195.251
-	-	4.689.388	-	4.689.388	-	-	7.603	7.603	-	-	4.817.555	-	4.817.555
-	-	4.689.388	-	4.689.388	-	148.780	-	148.780	-	-	4.817.555	-	4.817.555
3.751.510	-	-	-	-	3.751.510	86.706	-	86.706	3.854.084	-	-	-	3.854.084
-	-	-	-	-	-	-	33.597	33.597	4.817.555	-	-	-	4.817.555
-	-	-	-	-	-	-	15.958	15.958	4.817.555	-	-	-	4.817.555
-	-	-	-	-	-	88.723	-	88.723	4.817.555	-	-	-	4.817.555
5.308.387	-	-	-	-	5.308.387	112.871	-	112.871	5.453.472	-	-	-	5.453.472
-	-	-	-	-	-	141.900	-	141.900	-	-	5.195.251	-	5.195.251
4.649.246	-	-	4.783.175	-	9.432.421	-	60.597	60.597	5.049.784	-	-	-	5.049.784
-	-	3.905.938	-	3.905.938	-	146.718	-	146.718	-	4.242.442	-	-	4.242.442
3.039.708	-	-	-	-	3.039.708	104.550	-	104.550	-	3.301.582	-	-	3.301.582
-	-	4.783.175	-	4.783.175	-	157.752	-	157.752	5.195.251	-	-	-	5.195.251
-	-	4.783.175	-	4.783.175	-	85.722	-	85.722	5.195.251	-	-	-	5.195.251
-	-	4.783.175	-	4.783.175	-	75.088	-	75.088	-	5.195.251	-	-	5.195.251
56.910.929	-	-	-	-	56.910.929	-	534.079	534.079	-	-	56.169.355	-	56.169.355
9.864.217	-	-	-	-	9.864.217	-	101.729	101.729	-	-	9.747.283	-	9.747.283
-	-	46.070.752	-	46.070.752	-	-	116.036	116.036	-	13.223.871	-	-	13.223.871
13.398.459	-	-	-	-	13.398.459	-	1.416.305	1.416.305	-	-	58.362.634	-	58.362.634
-	-	43.376.968	-	43.376.968	-	-	575.302	575.302	-	-	42.811.747	-	42.811.747
-	-	-	-	15.040.745	15.040.745	-	3.654.924	3.654.924	-	-	45.470.431	-	45.470.431
24.992.028	-	-	-	-	24.992.028	-	592.993	592.993	-	-	23.960.242	-	23.960.242
-	-	59.133.165	-	59.133.165	-	-	205.704	205.704	-	-	14.844.758	-	14.844.758
-	-	24.276.576	-	24.276.576	-	-	1.146.419	1.146.419	-	24.666.371	-	-	24.666.371
-	-	24.390.398	-	24.390.398	-	-	2.288.195	2.288.195	-	-	24.072.581	-	24.072.581
-	-	175.274.820	-	175.274.820	-	-	16.443.475	16.443.475	-	-	172.990.913	-	172.990.913
-	-	-	81.301.327	81.301.327	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	54.200.884	54.200.884	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9.501.752	9.501.752	23.754.380	25.021.345	67.779.229	-	5.653.703	5.653.703	9.274.316	9.274.316	23.185.792	28.612.795	70.347.219	
-	-	83.057.273	141.608.559	224.665.832	-	436.109	436.109	-	-	60.801.900	157.707.946	218.509.846	
-	-	-	-	-	7.225.533	-	7.225.533	206.726.825	-	-	-	206.726.825	
94.914.421	-	-	-	94.914.421	3.731.750	-	3.731.750	-	102.843.263	-	-	102.843.263	
-	-	-	97.491.553	97.491.553	3.507.440	-	3.507.440	-	-	-	105.516.202	105.516.202	
-	-	-	33.456.554	33.456.554	1.121.609	-	1.121.609	-	-	-	36.254.989	36.254.989	
-	-	-	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	
				1.219.122.389			93.778.630					1.412.635.295	

- Individualización de Arrendamiento Financiero 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 nominal	12-2012			
								Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	87.509.100-K	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.025.604	1.025.604	
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,13%	1.231.661	3.610.794	4.842.455	
Total M\$										5.868.059	

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

- Individualización de Otros Préstamos 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 nominal	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	
Total M\$								

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 otros préstamos arriba mencionados.

5. Deuda de cobertura.

De la deuda de Endesa Chile en dólares, 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.k). Al 31 de diciembre de 2011 dicho monto ascendía a M\$ 739.686.386.

El movimiento durante el ejercicio 2012 y 2011 en el rubro “Patrimonio total: Reservas de Coberturas” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

RESERVAS DE COBERTURAS	31 de diciembre de 2012 M\$	31 de diciembre de 2011 M\$	31 de diciembre de 2010 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	42.149.742	101.149.888	85.798.007
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	30.348.917	(47.549.956)	26.100.215
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	(14.868.704)	(12.505.769)	(10.748.334)
Diferencias de conversión	(192.593)	1.055.579	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	57.437.362	42.149.742	101.149.888

6. Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, Endesa Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 193.708.000 y M\$ 199.892.000, respectivamente.

	12-2012					12-2011							
	No Corriente					Corriente			No Corriente				
	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
	2.255.535	2.558.284	8.000.515	3.405.252	16.219.586	1.041.741	-	1.041.741	2.291.023	2.598.536	8.126.396	5.639.145	18.655.100
	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
					44.825.938			9.178.783					54.985.624

	12-2012							12-2011						
	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente			
	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Total No Corriente
	70.025.348	-	70.025.348	-	-	-	-	7.749.998	14.969.290	22.719.288	12.851.153	37.735.332	-	50.586.485
	14.355.259	-	14.355.259	-	-	-	-	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-
	1.791.317	3.600.814	5.392.131	5.629.544	-	-	5.629.544	679.866	1.133.110	1.812.976	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	27	-	27	-	-	-	-
	6.651.792	-	6.651.792	-	-	-	-	11.197.341	-	11.197.341	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	-	-	-
	2.022.260	-	2.022.260	-	-	-	-	3.929.271	-	3.929.271	-	-	-	-
			98.446.790				5.629.544			53.584.416				50.586.485

Nota 17 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 Endesa Chile.

17.1. 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 71% 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 Endesa Chile 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	71%	83%
Tasa de interés variable	29%	17%
Total	100%	100%

17.2. 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 Endesa Chile 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.

17.3. Riesgo de “commodities”

El Grupo Endesa Chile 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 Sociedad 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 mercado 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 período febrero-junio de 2013 (ver nota 18.3.a).

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

17.4. 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 16 y 18 y anexo N° 4, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo Endesa presenta una liquidez de M\$ 276.794.675 en efectivo y otros medios equivalentes M\$ 193.708.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo Endesa tenía una liquidez de M\$ 421.282.284 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 199.892.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

17.5. 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.

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.

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.

17.6. Medición del riesgo

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

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

- Deuda.
- Derivados financieros.

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

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

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

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

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

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

Posiciones financieras	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Tasa de interés	7.929.596	36.951.206
Tipo de cambio	1.503.495	3.122.801
Correlación	(2.609.351)	(470.475)
Total	6.823.740	39.603.532

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

Nota 18 Instrumentos Financieros

18.1 Clasificación de instrumentos financieros 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 de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	51.876
Otros activos de carácter financiero	-	25.067.909	-	291.977.531	-	-
Total corriente	-	25.067.909	-	291.977.531	-	51.876
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.857.682	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	29.200.554
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	148.308.817	-	-
Total no corriente	-	-	-	148.308.817	2.857.682	29.200.554
Total	-	25.067.909	-	440.286.348	2.857.682	29.252.430

	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 de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	47.504	-	-	-	-	723.067
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	379.534.910	-	-
Total corriente	47.504	-	-	379.534.910	-	723.067
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.865.405	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	9.385.907
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	152.956.126	-	-
Total no corriente	-	-	-	152.956.126	2.865.405	9.385.907
Total	47.504	-	-	532.491.036	2.865.405	10.108.974

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	-	2.022.260	410.109.479	-
Instrumentos derivados	-	-	-	975.089
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	540.350.475	-
Total corriente	-	2.022.260	950.459.954	975.089
Préstamos que devengan interés	-	-	1.520.644.153	-
Instrumentos derivados	-	-	-	5.007.665
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total no corriente	-	-	1.520.644.153	5.007.665
Total	-	2.022.260	2.471.104.107	5.982.754

	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	-	3.929.271	298.077.015	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	184.042
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	495.728.127	-
Total corriente	807.105	3.929.271	793.805.142	184.042
Préstamos que devengan interés	-	-	1.712.294.737	-
Instrumentos derivados	-	-	-	6.555.571
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	9.243.595	-
Total no corriente	-	-	1.721.538.332	6.555.571
Total	807.105	3.929.271	2.515.343.474	6.739.613

18.2 Instrumentos Derivados

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

La Sociedad 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:	-	-	78.464	4.586.456	-	-	91.829	6.454.964
Cobertura flujos de caja	-	-	78.464	4.586.456	-	-	91.829	6.454.964
Cobertura de tipo de cambio:	51.876	29.200.554	896.625	421.209	723.067	9.385.907	92.213	100.607
Cobertura de flujos de caja	51.876	29.200.554	896.625	421.209	723.067	9.385.907	92.213	100.607
TOTAL	51.876	29.200.554	975.089	5.007.665	723.067	9.385.907	184.042	6.555.571

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos 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 31-12-12 M\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-11 M\$	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(4.664.920)	(6.546.793)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	27.934.596	9.916.154	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

- 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	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 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 nacionales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2012							
	Valor razonable M\$	"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:	(4.664.920)	5.298.212	100.762.256	6.092.611	6.092.611	8.935.672	-	127.181.363
Cobertura de flujos de caja	(4.664.920)	5.298.212	100.762.256	6.092.611	6.092.611	8.935.672	-	127.181.363
Cobertura de tipo de cambio:	27.934.596	9.407.392	198.183.568	65.598	-	-	-	207.656.557
Cobertura de flujos de caja	27.934.596	9.407.392	198.183.568	65.598	-	-	-	207.656.557
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	23.269.676	14.705.604	298.945.824	6.158.209	6.092.611	8.935.672	-	334.837.920

Derivados financieros	31 de diciembre de 2011							
	Valor razonable M\$	"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:	(6.546.793)	9.479.132	5.731.377	107.702.257	5.292.723	5.292.723	8.368.224	141.866.438
Cobertura de flujos de caja	(6.546.793)	9.479.132	5.731.377	107.702.257	5.292.723	5.292.723	8.368.224	141.866.438
Cobertura de tipo de cambio:	9.916.154	-	-	209.977.060	-	-	-	209.977.060
Cobertura de flujos de caja	9.916.154	-	-	209.977.060	-	-	-	209.977.060
Derivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294
TOTAL	2.609.760	27.048.426	5.731.377	317.679.317	5.292.723	5.292.723	8.368.224	369.412.792

El monto nocional 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.

18.3 Jerarquías del Valor Razonable

a) Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en notas 3.f.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 ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.252.430	-	29.252.430	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	784.741	-	784.741	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	25.067.909	25.067.909	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	6.358	6.358	-	-
Total	55.111.438	25.074.267	30.037.171	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	5.982.754	-	5.982.754	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	32.200	-	32.200	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	8.037.214	-	6.014.954	2.022.260

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:			
	31-12-11 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	10.108.974	-	10.108.974	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	47.504	-	47.504	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	3.338	-	3.338	-
Activos financiero disponible para la venta largo plazo	61.676	61.676	-	-
Total	10.221.492	61.676	10.159.816	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	6.739.613	-	6.739.613	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	807.105	-	807.105	-
Otros pasivos financieros corto plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	11.475.989	-	7.546.718	3.929.271

b) A continuación se detalla una conciliación entre los saldos de apertura y cierre, para aquellos instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como Nivel 3:

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	12.395.250
Ganancia imputada en resultado financiero	(8.465.979)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.929.271
Ganancia 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 previsibles 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 19 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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	120.901.275	109.707.264	-	-
Otras cuentas por pagar	209.938.694	248.074.117	-	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	330.839.969	357.781.381	-	-

El detalle de los 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	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Proveedores por compra de energía	80.982.884	71.605.183	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	39.918.391	38.102.081	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	121.651.241	166.428.097	-	-
Dividendos por pagar a terceros	54.969.011	39.053.184	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	16.988.406	11.514.861	-	-
Otras cuentas por pagar	16.330.036	31.077.975	-	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	330.839.969	357.781.381	-	-

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 17.4.

Nota 20 Otras Provisiones

20.1 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	5.260.129	11.249.455	316.755	316.576
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	19.176.517	11.677.786
Provisión proveedores y servicios	10.906.111	1.897.986	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	11.696.800	9.235.343	100.707	65.221
Otras provisiones	11.961.785	14.478.414	-	242.056
Total	39.824.825	36.861.198	19.593.979	12.301.639

b) El movimiento de las provisiones durante el ejercicio 2012 y 2011 es el siguiente:

	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 01 de enero de 2012	11.566.031	11.677.786	25.919.020	49.162.837
Provisiones Adicionales	-	6.885.645	-	6.885.645
Incremento (Decreimento) en Provisiones Existentes	3.524.703	-	4.383.278	7.907.981
Provisión Utilizada	(10.754.424)	-	(10.376.890)	(21.131.314)
Actualización efectos	8.479.603	422.542	54.949	8.957.094
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(517.535)	190.544	(359.475)	(686.466)
Otro Incremento (Decreimento)	(6.721.494)	-	15.044.521	8.323.027
Total Movimientos en Provisiones	(5.989.147)	7.498.731	8.746.383	10.255.967
Saldo Final al 31 de diciembre de 2012	5.576.884	19.176.517	34.665.403	59.418.804

	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 01 de enero de 2011	15.190.442	10.735.966	39.549.487	65.475.895
Provisiones Adicionales	1.061.176	-	-	1.061.176
Incremento (Decreimento) en Provisiones Existentes	5.632.580	54.806	11.867.542	17.554.928
Provisión Utilizada	(11.331.425)	-	(9.674.773)	(21.006.198)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	372.069	-	372.069
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	693.875	515.187	851.454	2.060.516
Otro Incremento (Decreimento)	319.383	(242)	(16.674.690)	(16.355.549)
Total Movimientos en Provisiones	(3.624.411)	941.820	(13.630.467)	(16.313.058)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2011	11.566.031	11.677.786	25.919.020	49.162.837

Nota 21 Obligaciones por Beneficios Post Empleo

21.1 Aspectos generales

Endesa Chile y algunas de sus filiales radicadas en Chile, 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.j.1. Estos beneficios se refieren principalmente 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.

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 periodo 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

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.

21.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

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

	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Obligaciones post empleo	39.799.128	36.569.407
Total	39.799.128	36.569.407
Porción corriente	-	-
Porción no corriente	39.799.128	36.569.407

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas durante el ejercicio 2012 y 2011 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	31.356.333
Costo del servicio corriente	1.004.407
Costo por intereses	2.544.632
(Ganancias) pérdidas actariales	3.491.914
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.080.858
Contribuciones pagadas	(5.498.731)
Costo de servicio pasado	1.222.824
Transferencia de personal	56.347
Aumento neto de los pasivos de las adquisiciones/ desinversiones	310.823
Saldo al 31 de diciembre de 2011	36.569.407
Costo del servicio corriente	526.145
Costo por intereses	2.691.721
(Ganancias) pérdidas actariales	3.997.594
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(185.050)
Transferencia de personal	230
Contribuciones pagadas	(4.457.698)
Costos de servicios pasados	656.779
Saldo al 31 de diciembre de 2012	39.799.128

Al 31 de diciembre de 2012, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 36,90% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (33,91% al 31 de diciembre de 2011), un 55,42% con compromisos de prestación definida otorgados por nuestra filial Emgesa, en Colombia (60,03% al 31 de diciembre de 2011) y un 5,99% con compromisos de prestación definida otorgados por Grupo EASA, en Argentina (6,06% al 31 de diciembre de 2011) y un 1,69% con compromisos de prestación definida otorgados por Edegel en Perú (0% al 31 de diciembre de 2011).

Las compañías del Grupo no realizan contribuciones en fondos destinados a financiar el pago de estos beneficios (unfunded).

c) 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	526.145	1.004.407	835.504
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	2.691.721	2.544.632	2.693.816
Costo de servicio pasado plan de beneficios definidos	656.779	1.222.824	-
Total gasto reconocido en el estado de resultados	3.874.645	4.771.863	3.529.320
(Ganancia) pérdida actuarial neta de beneficios definidos	3.997.594	3.491.914	938.426
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	7.872.239	8.263.777	4.467.746

21.3 Otras revelaciones

Hipótesis actuariales:

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

	Chile		Colombia		Argentina	
	31-12-12	31-12-11	31-12-12	31-12-11	31-12-12	31-12-11
Tasas de descuento utilizadas	6,0%	6,5%	8,00%	8,50%	5,50%	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,0%	3,0%	3,5%-4,0%-4,5%	3,5%-4,0%-4,5%	0,00%	0,00%
Tablas de mortalidad	RV 2004	RV 2004	RV08	RV08	RV2004	RV2004

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\$ 3.052.186 (M\$ 2.478.385 al 31 de diciembre de 2011) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 3.608.126 (M\$ 2.918.346 al 31 de diciembre de 2011) en caso de una baja de la tasa.

Aportaciones Definidas

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 en EDEGEL por este concepto a diciembre de 2012 fue de M\$ 369.442 (M\$ 328.015 a Diciembre 2011 y M\$ 318.953 a diciembre 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\$ 5.304.312.

Nota 22 Patrimonio Total

22.1 Patrimonio total: de la Sociedad Dominante

22.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el capital social de Endesa Chile, asciende a M\$ 1.331.714.085 y está representado por 8.201.754.580 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 durante el ejercicio 2012 y 2011.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994 por un monto de M\$ 206.008.557.

22.1.2 Dividendos

El Directorio en su Sesión Ordinaria de fecha 29 de febrero de 2012, acordó proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas, a celebrarse el 26 de abril de 2012, la distribución de un dividendo definitivo del 50% de las utilidades líquidas de la Sociedad correspondientes al ejercicio 2011, esto es \$27,24259 por acción. A éste habrá que descontar el dividendo provisorio de \$5,8439 por acción pagado en enero de 2012.

La propuesta anterior modificó la Política de Dividendos correspondiente al ejercicio 2011, que consideraba el reparto de un dividendo definitivo del 55% de las utilidades líquidas de la Compañía. Lo anterior fue informado como Hecho Esencial con fecha 29 de febrero de 2012. En Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 26 de abril de 2012, se acordó distribuir el dividendo mínimo obligatorio y un dividendo adicional, ascendente a un total de \$ 27,24259 por acción. Dicho dividendo se pagó durante el ejercicio 2012 (Dividendo provisorio N° 51) y el remanente de \$ 22,1582 por acción se pagó con fecha 17 de mayo de 2012 (Dividendo definitivo N° 52).

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 26 de abril de 2012, aprobó como Política de Dividendos, que el Directorio espera cumplir durante el ejercicio 2012, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2012. Además, tiene la intención de repartir un dividendo provvisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2012, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagados en enero de 2013.

El Dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, la que se realizara durante el primer cuatrimestre de 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, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

A continuación se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

Nº Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
47	Provisorio	16-12-09	9,31240	2009
48	Definitivo	05-05-10	17,53050	2009
49	Provisorio	26-01-11	6,42895	2010
50	Definitivo	11-05-11	26,09798	2010
51	Provisorio	19-01-12	5,08439	2011
52	Definitivo	17-05-12	22,15820	2011

22.2 Diferencias de conversión

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

Diferencias de conversión	31 de diciembre de 2012 M\$	31 de diciembre de 2011 M\$	31 de diciembre de 2010 M\$
Emgesa S.A.	88.701.327	85.262.487	64.784.849
Generandes Perú S.A.	53.286.339	62.331.378	15.363.568
Gasatacama S.A.	(16.793.138)	(9.080.092)	(19.072.259)
Hidroinvest S.A.	(5.773.653)	(5.648.808)	(6.362.587)
Endesa Argentina S.A.	(7.694.500)	(10.784.833)	(11.659.258)
Hidroelectrica El Chocón S.A.	(29.075.486)	(14.204.278)	(14.257.586)
Endesa Brasil S.A.	(107.694.718)	(13.722.525)	(8.071.149)
Otras	(368.085)	(491.707)	(877.618)
TOTAL	(25.411.914)	93.661.622	19.847.960

22.3 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.

22.4 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 Edegel y Chocón corresponden a M\$ 111.455.647 y M\$ 52.195.877, respectivamente.

22.5 Otras Reservas

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

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	93.661.622	(119.073.536)	(25.411.914)
Coberturas de flujo de caja	17.610.043	30.381.668	47.991.711
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	3.283	346	3.629
Otras reservas varias	(727.247.133)	(1.192.168)	(728.439.301)
TOTAL	(615.972.185)	(89.883.690)	(705.855.875)

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	19.847.960	73.813.662	93.661.622
Coberturas de flujo de caja	104.200.016	(86.589.973)	17.610.043
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	49.393	(46.110)	3.283
Otras reservas varias	(727.647.609)	400.476	(727.247.133)
TOTAL	(603.550.240)	(12.421.945)	(615.972.185)

	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Movimiento 2010 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$
Diferencias de cambio por conversión	73.027.963	(53.180.003)	19.847.960
Coberturas de flujo de caja	79.113.232	25.086.784	104.200.016
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	50.090	(697)	49.393
Otras reservas varias	(727.647.609)	-	(727.647.609)
TOTAL	(575.456.324)	(28.093.916)	(603.550.240)

- Diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
 - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.6.3) y
 - valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- Cobertura de flujo de caja: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota 3.f.4).
- Remedición de activos financieros disponibles para la venta: Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

- Otras reservas varias:

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

- 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 acumulado 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 Sociedad 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”.

- Diferencias de cambio por conversión existente a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “adopción por primera vez”).
- 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.

22.6 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, se explica fundamentalmente en los dos períodos por la proporción que le corresponde a las participaciones no controladoras en los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.

Nota 23 Ingresos

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados Consolidada al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010 es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Ventas de energía (1)	2.224.687.152	2.333.547.935	2.341.244.481
Otras ventas	10.547.539	10.642.489	21.964.060
Ventas de productos y servicios	10.547.539	10.642.489	21.964.060
Otras prestaciones de servicios	66.586.752	43.260.839	34.735.986
Peajes y trasmisión	42.372.881	14.607.416	5.117.650
Arriendo equipos de medida	91.510	83.827	2.478.737
Servicios de ingeniería	3.800.188	11.896.382	15.871.319
Otras prestaciones	20.322.173	16.673.214	11.268.280
Total Ingresos ordinarios	2.301.821.443	2.387.451.263	2.397.944.527
<hr/>			
Otros Ingresos de Explotación	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Otros Ingresos (2)	67.564.931	17.038.942	37.437.927
Total Otros Ingresos de explotación	67.564.931	17.038.942	37.437.927

(1)Incluye M\$ 29.217.154 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de venta de energía 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 14.f.6).

Nota 24 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:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Compras de energía	(308.298.273)	(262.755.195)	(236.937.399)
Consumo de combustible	(750.782.360)	(707.141.014)	(634.777.206)
Gastos de transporte	(228.717.450)	(194.068.836)	(228.036.184)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(40.904.692)	(53.295.032)	(91.577.030)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.328.702.775)	(1.217.260.077)	(1.191.327.819)

Nota 25 Gastos de Personal

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, es la siguiente:

Gastos de personal	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Sueldos y salarios	(90.720.466)	(73.912.439)	(74.424.282)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(526.145)	(1.004.407)	(835.504)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(15.510.211)	(5.292.304)	(4.697.420)
Otros gastos de personal	(218.446)	(180.306)	(109.143)
Total	(106.975.268)	(80.389.456)	(80.066.349)

Nota 26 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	(186.802.867)	(172.952.233)	(175.067.904)
Amortizaciones	(3.720.103)	(3.494.867)	(3.939.996)
Subtotal	(190.522.970)	(176.447.100)	(179.007.900)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(11.117.362)	(9.472.766)	(706.125)
Total	(201.640.332)	(185.919.866)	(179.714.025)
(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros (ver Nota 7)	1.460.736	(4.024.394)	(308.268)
(Pérdida) por deterioro plusvalía (ver Nota 13)	-	(5.448.372)	-
(Pérdida) por deterioro activo fijo (ver Nota 14.b)	(12.578.098)	-	(397.857)
Total	(11.117.362)	(9.472.766)	(706.125)

Nota 27 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\$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(34.248.002)	(32.000.948)	(28.168.817)
Otros Suministros y Servicios	(16.593.610)	(16.239.060)	(22.480.182)
Primas de seguros	(17.521.983)	(15.228.379)	(14.229.231)
Tributos y tasas	(18.130.823)	(54.616.055)	(10.821.134)
Reparaciones y conservación	(12.758.421)	(10.138.167)	(10.916.194)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.089.596)	(3.081.455)	(5.273.660)
Arrendamientos y cánones	(2.652.440)	(2.905.315)	(3.350.773)
Gastos de medioambiente	(3.380.461)	(3.180.938)	(812.294)
Otros aprovisionamientos	(3.005.448)	(1.971.253)	(2.052.353)
Gastos de viajes	(2.600.852)	(1.984.879)	(546.330)
Indemnizaciones y multas	(640.344)	(249.257)	(151.193)
Otros	-	(1.952.346)	(4.875.095)
Total otros gastos por naturaleza	(112.621.980)	(143.548.052)	(103.677.256)

Nota 28 Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre 2012, 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos Financieros	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	12.273.422	23.153.501	4.716.032
Otros ingresos financieros	2.648.879	4.885.760	5.367.158
Total Ingresos Financieros	14.922.301	28.039.261	10.083.190
Costos Financieros	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Costos Financieros	(149.224.963)	(137.535.382)	(142.256.150)
Préstamos bancarios	(22.568.037)	(24.427.040)	(27.969.118)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(105.411.447)	(109.225.126)	(96.485.135)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.876.642)	(2.698.665)	(2.735.638)
Valoración derivados financieros	(4.877.219)	(6.450.352)	(9.733.581)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(2.691.721)	(2.544.632)	(2.693.816)
Gastos financieros activados	23.915.042	29.922.494	11.744.123
Otros	(35.714.939)	(22.112.061)	(14.382.985)
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	(991.050)	(5.332.672)	(3.162.695)
Diferencias de Cambio (**)	(10.739.861)	(6.466.655)	15.618.964
Total Costos Financieros	(160.955.874)	(149.334.709)	(129.799.881)
Total Resultado Financiero	(146.033.573)	(121.295.448)	(119.716.691)

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes 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	-	5.798	-
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	5.625.933	8.655.896	5.268.460
Otros activos no financieros	-	-	921.827
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	7.754	39.420	(406.957)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	2.383.296	2.100.153	1.477.234
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(8.931.305)	(15.980.262)	(10.180.736)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	703	108.926	-
Otras provisiones	(74.945)	(281.472)	(49.233)
Otros pasivos no financieros	(2.486)	18.869	(193.290)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(991.050)	(5.332.672)	(3.162.695)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-10 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(889.469)	1.898.789	3.512.550
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	6.272.448	2.317.607	15.487.831
Otros activos no financieros	53.139	872.997	(793.363)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	191.775	4.199.979	1.189.993
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(1.034)	178.703	35.110
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(14.401.345)	(10.086.072)	(1.508.610)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(1.139.611)	(5.048.935)	535.792
Otros pasivos no financieros	(825.764)	(799.723)	(2.840.339)
Total Diferencias de Cambio	(10.739.861)	(6.466.655)	15.618.964

Nota 29 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 consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2012:

(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	(213.517.173)	(217.772.455)	(207.480.995)
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)	39.920.277	20.511.576	24.136.350
Ajustes al Impuesto Corriente del Período Anterior	(1.181.147)	(301.392)	583.493
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(575.061)	(290.463)	(2.577.120)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(175.353.104)	(197.852.734)	(185.338.272)
Ingreso Diferido (Gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	5.127.847	(14.908.887)	949.761
Gasto Diferido por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(15.244.966)	-	(2.556.286)
Gasto por Impuestos Diferidos que surgen de las Reducciones de Valor o Reversión de las Reducciones de Valor de Activos por Impuestos Diferidos durante la Evaluación de su Utilidad	-	2.197.116	-
Otro Ingreso (Gasto) por Impuesto Diferido	-	-	6.980.605
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(10.117.119)	(12.711.771)	5.374.080
Gasto por impuesto a las ganancias	(185.470.223)	(210.564.505)	(179.964.192)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 15.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	(120.902.598)	(158.343.843)	(147.224.220)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(44.774.218)	(39.681.126)	(53.463.847)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	36.341.925	26.309.290	21.617.417
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(61.244.181)	(29.135.162)	(12.807.498)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(15.244.966)	-	(2.556.286)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores	(1.181.147)	(301.392)	583.493
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	21.534.962	(9.412.272)	13.886.749
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(64.567.625)	(52.220.662)	(32.739.972)
Gasto por impuesto a las ganancias	(185.470.223)	(210.564.505)	(179.964.192)

(*) 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 30 Información por Segmento

30.1 Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad la organización de Endesa Chile se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación de energía eléctrica.

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

- Chile.
- Argentina
- Perú
- Colombia.

Dado que la organización societaria de Endesa Chile 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.

País	Chile		Argentina	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES	438.240.608	571.495.296	42.454.666	90.696.940
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	47.401.041	230.599.277	6.336.505	21.658.298
Otros activos financieros corrientes	-	47.504	-	143.638
Otros Activos No Financieros, Corriente	8.091.920	5.579.713	217.513	1.189.419
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	155.844.820	179.124.308	19.901.491	54.090.162
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	38.582.080	43.723.409	11.190.308	11.034.528
Inventarios	36.350.361	29.481.511	3.158.460	1.783.282
Activos por impuestos corrientes	151.970.386	82.939.574	1.650.389	797.613
"Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta"	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.032.527.219	4.097.740.141	274.123.433	309.917.555
Otros activos financieros no corrientes	31.534.104	12.015.155	108.154	161.140
Otros activos no financieros no corrientes	75.277	364.418	1.252.852	1.099.011
Derechos por cobrar no corrientes	-	162.797	143.949.453	148.204.236
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.712.830	6.179.892	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.576.201.654	1.621.451.710	3.766.317	4.695.872
Activos intangibles distintos de la plusvalía	22.261.645	22.940.001	-	-
Plusvalía	12.927	14.024	1.902.217	2.357.592
Propiedades, planta y equipo	2.353.874.003	2.398.447.383	121.684.051	152.419.707
Activos por impuestos diferidos	42.854.779	36.164.761	1.460.389	979.997
TOTAL ACTIVOS	4.470.767.827	4.669.235.437	316.578.099	400.614.495

País	Chile		Argentina	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES	619.435.748	382.286.327	211.961.695	181.542.104
Otros pasivos financieros corrientes	227.008.545	75.723.719	129.148.163	82.987.086
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	161.822.546	215.122.396	44.981.230	47.669.549
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	178.239.626	24.410.441	27.129.873	41.348.639
Otras provisiones corrientes	24.980.570	30.108.702	1.564.413	3.901.399
Pasivos por impuestos corrientes	24.867.826	31.607.472	7.755.869	5.040.483
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	2.516.635	5.313.597	1.382.147	594.948
"Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta"	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	906.718.052	1.204.748.775	62.998.738	130.697.313
Otros pasivos financieros no corrientes	656.681.229	984.831.601	20.701.104	87.602.569
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	4.479.929	-
Otras provisiones no corrientes	16.545.029	10.317.033	-	-
Passivo por impuestos diferidos	203.361.720	179.291.578	10.607.958	13.165.920
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.687.433	12.398.986	2.382.287	2.216.852
Otros pasivos no financieros no corrientes	15.442.641	17.909.577	24.827.460	27.711.972
PATRIMONIO NETO	2.944.614.027	3.082.200.335	41.617.666	88.375.078
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.944.614.027	3.082.200.335	41.617.666	88.375.078
Capital emitido	1.963.950.252	2.092.141.633	54.192.633	84.324.737
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.089.649.556	1.077.718.722	(11.005.738)	(6.550.908)
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-
Otras reservas	(314.994.338)	(293.668.577)	(1.569.229)	10.601.249
Participaciones no controladoras	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.470.767.827	4.669.235.437	316.578.099	400.614.495

	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	80.363.360	75.650.050	(11.791.862)	(16.830.971)	834.985.891	960.055.320	
187.772.861	136.260.140	35.284.268	32.764.569	-	-	276.794.675	421.282.284	
25.067.909	674.506	51.876	48.561	-	-	25.119.785	914.209	
7.515.740	7.964.428	4.241.546	2.458.301	-	-	20.066.719	17.191.861	
35.378.529	45.507.596	18.439.139	16.985.155	833.883	439.368	230.397.862	296.146.589	
15.211.112	35.104.241	9.221.914	10.509.205	(12.625.745)	(17.270.339)	61.579.669	83.101.044	
13.257.329	11.993.970	12.892.283	12.645.501	-	-	65.658.433	55.904.264	
1.515.639	1.539.124	232.334	238.758	-	-	155.368.748	85.515.069	
-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.563.308.503	1.393.219.292	786.613.842	812.558.136	(1.002.868.964)	(1.011.477.328)	5.653.704.033	5.601.957.796	
1.236.511	1.205.585	524.133	216.790	-	-	33.402.902	13.598.670	
635.776	-	-	-	1.342	-	1.965.247	1.463.429	
3.014.698	3.241.735	-	-	-	-	146.964.151	151.608.768	
-	-	-	-	(5.712.830)	(6.179.892)	-	-	
-	-	51.856.848	49.887.780	(1.045.505.137)	(1.093.836.514)	586.319.682	582.198.848	
23.938.624	22.281.991	9.718.479	457.861	-	-	55.918.748	45.679.853	
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	-	-	4.659.460.624	4.603.902.502	
59.357.651	58.439.195	1.839.314	1.522.732	(37.599.467)	-	67.912.666	97.106.685	
1.849.027.622	1.632.263.297	866.977.202	888.208.186	(1.014.660.826)	(1.028.308.299)	6.488.689.924	6.562.013.116	

	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\$
179.614.548	220.413.976	80.997.179	77.444.300	(6.510.942)	75.542.571	1.085.498.228	937.229.278	
29.534.134	113.869.956	27.415.986	32.976.929	-	-	413.106.828	305.557.690	
71.999.845	50.897.328	41.946.210	23.834.560	10.090.138	20.257.547	330.839.969	357.781.380	
23.917.636	14.328.510	914.067	13.875	(16.601.080)	55.285.024	213.600.122	135.386.489	
9.808.093	10.860	3.471.749	2.840.237	-	-	39.824.825	36.861.198	
42.623.796	40.779.406	4.516.616	14.748.267	-	-	79.764.107	92.175.628	
-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.731.044	527.916	2.732.551	3.030.432	-	-	8.362.377	9.466.893	
-	-	-	-	-	-	-	-	-
757.392.281	530.859.723	282.137.010	317.338.453	(40.697.830)	-	1.968.548.251	2.183.644.264	
711.308.825	486.420.793	136.960.660	169.238.940	-	-	1.525.651.818	1.728.093.903	
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	(4.479.929)	-	-	-	-
316.755	316.576	2.732.195	1.668.030	-	-	19.593.979	12.301.639	
12.001.108	-	141.771.503	146.431.483	(35.848.056)	-	331.894.233	338.888.981	
22.056.756	21.953.569	672.652	-	-	-	39.799.128	36.569.407	
11.708.837	22.168.785	-	-	(369.845)	-	51.609.093	67.790.334	
912.020.793	880.989.598	503.843.013	493.425.433	(967.452.054)	(1.103.850.870)	3.434.643.445	3.441.139.574	
912.020.793	880.989.598	503.843.013	493.425.433	(967.452.054)	(1.103.850.870)	2.541.242.399	2.558.537.998	
164.600.583	142.906.410	186.073.314	164.297.758	(1.037.102.697)	(1.151.956.453)	1.331.714.085	1.331.714.085	
524.280.383	128.464.532	75.744.989	70.760.796	30.706.442	366.394.397	1.709.375.632	1.636.787.539	
-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557	
223.139.827	609.618.656	242.024.710	258.366.879	38.944.201	(318.288.814)	(705.855.875)	(615.972.183)	
-	-	-	-	-	-	893.401.046	882.601.576	
1.849.027.622	1.632.263.297	866.977.202	888.208.186	(1.014.660.826)	(1.028.308.299)	6.488.689.924	6.562.013.116	

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Chile			Argentina			Colombia
	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\$
INGRESOS	1.163.620.984	1.276.694.405	1.365.105.132	344.177.955	390.135.504	352.358.228	580.125.143
Ventas	1.101.055.695	1.262.700.930	1.335.157.533	341.123.404	389.963.331	345.706.935	579.490.649
Ventas de energía	1.031.596.364	1.214.467.888	1.286.727.887	341.123.404	389.963.331	345.706.935	578.673.437
Otras ventas	9.891.453	10.642.489	21.964.060	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	59.567.878	37.590.553	26.465.586	-	-	-	817.212
Otros ingresos de explotación	62.565.289	13.993.475	29.947.599	3.054.551	172.173	6.651.293	634.494
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(764.228.342)	(679.806.898)	(666.598.837)	(282.316.017)	(315.717.397)	(267.824.397)	(171.063.486)
Compras de energía	(217.043.011)	(205.693.620)	(139.373.210)	(13.485.770)	(13.740.208)	(9.296.132)	(49.214.202)
Consumo de combustible	(403.832.711)	(350.733.784)	(318.644.651)	(255.215.278)	(283.048.981)	(242.853.893)	(36.215.949)
Gastos de transporte	(146.788.040)	(115.056.998)	(161.189.862)	(4.899.429)	(8.165.583)	(3.636.524)	(57.311.261)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	3.435.420	(8.322.496)	(47.391.114)	(8.715.540)	(10.762.625)	(12.037.848)	(28.322.074)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	399.392.642	596.887.507	698.506.295	61.861.938	74.418.107	84.533.831	409.061.657
Trabajos para el Inmovilizado	8.472.679	8.391.363	9.438.604	-	-	-	4.133.486
Gastos de Personal	(56.187.881)	(51.311.339)	(47.481.482)	(22.122.227)	(18.726.175)	(14.203.774)	(15.935.879)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(58.975.387)	(58.340.526)	(56.347.912)	(14.573.635)	(9.461.693)	(10.468.810)	(21.114.679)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	292.702.053	495.627.005	604.115.505	25.166.076	46.230.239	59.861.247	376.144.585
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(110.271.376)	(90.391.960)	(87.465.453)	(22.693.512)	(16.076.458)	(17.458.911)	(38.493.647)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	182.430.677	405.235.045	516.650.052	2.472.564	30.153.781	42.402.336	337.650.938
RESULTADO FINANCIERO	(62.519.370)	(47.663.026)	(63.512.012)	(27.319.008)	(18.331.475)	(5.959.482)	(38.994.215)
Ingresos financieros	5.732.395	14.173.186	4.783.075	2.981.596	6.772.658	1.598.337	5.192.631
Gastos financieros	(67.537.553)	(57.427.789)	(70.966.662)	(19.897.247)	(18.893.327)	(16.672.829)	(43.919.634)
Resultados por Unidades de Reajuste	(991.050)	(5.332.672)	(3.162.695)	-	-	-	-
Diferencias de cambio	276.838	924.249	5.834.270	(10.403.357)	(6.210.806)	9.115.010	(267.212)
Positivas	8.164.833	16.360.163	12.260.890	8.137.994	4.840.354	19.849.580	407.595
Negativas	(7.887.995)	(15.435.914)	(6.426.620)	(18.541.351)	(11.051.160)	(10.734.570)	(674.807)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	105.849.407	110.851.210	82.101.109	(24.718)	249.673	202.973	-
Resultado de Otras Inversiones	78.182	539.283	272.686	579.029	498.877	-	-
Resultados en Ventas de Activos	(16.158)	475.662	38.060	2.032	-	-	187.055
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	225.822.738	469.438.174	535.549.895	(24.290.101)	12.570.856	36.645.827	298.843.778
Impuesto Sobre Sociedades	(47.303.463)	(79.762.537)	(69.022.643)	(7.526.935)	(22.295.809)	(13.352.066)	(97.613.166)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	178.519.275	389.675.637	466.527.252	(31.817.036)	(9.724.953)	23.293.761	201.230.612
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	178.519.275	389.675.637	466.527.252	(31.817.036)	(9.724.953)	23.293.761	201.230.612
RESULTADO DEL PERÍODO	178.519.275	389.675.637	466.527.252	(31.817.036)	(9.724.953)	23.293.761	201.230.612
Sociedad dominante		-	-		-	-	-
Accionistas minoritarios		-	-		-	-	-

Nota 31 Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros

31.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos	
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$
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\$

Colombia		Perú			Eliminaciones			Totales		
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\$
498.543.761	507.515.749	282.124.274	239.841.441	211.260.913	(661.981)	(724.906)	(857.568)	2.369.386.375	2.404.490.205	2.435.382.454
496.479.981	507.137.563	280.813.676	239.031.927	210.800.064	(661.981)	(724.906)	(857.568)	2.301.821.443	2.387.451.263	2.397.944.527
495.453.014	506.194.881	273.293.947	233.663.702	202.614.778	-	-	-	2.224.687.152	2.333.547.935	2.341.244.481
-	-	-	-	-	-	-	-	9.891.453	10.642.489	21.964.060
1.026.967	942.682	7.519.729	5.368.225	8.185.286	(661.981)	(724.906)	(857.568)	67.242.838	43.260.839	34.735.986
2.063.780	378.186	1.310.598	809.514	460.849	-	-	-	67.564.932	17.038.942	37.437.927
(134.851.692)	(176.663.972)	(111.094.930)	(86.884.090)	(80.240.613)	-	-	-	(1.328.702.775)	(1.217.260.077)	(1.191.327.819)
(29.508.762)	(72.764.711)	(28.555.290)	(13.812.605)	(15.503.346)	-	-	-	(308.298.273)	(262.755.195)	(236.937.399)
(23.946.682)	(27.780.401)	(55.518.422)	(49.411.567)	(45.498.261)	-	-	-	(750.782.360)	(707.141.014)	(634.777.206)
(54.452.560)	(50.431.204)	(19.718.720)	(16.393.695)	(12.778.594)	-	-	-	(228.717.450)	(194.068.836)	(228.036.184)
(26.943.688)	(25.687.656)	(7.302.498)	(7.266.223)	(6.460.412)	-	-	-	(40.904.692)	(53.295.032)	(91.577.030)
363.692.069	330.851.777	171.029.344	152.957.351	131.020.300	(661.981)	(724.906)	(857.568)	1.040.683.600	1.187.230.128	1.244.054.635
2.187.900	688.024	157.020	18.593	-	-	-	-	12.763.185	10.597.856	10.126.628
(13.009.393)	(12.219.664)	(12.729.281)	2.657.451	(6.161.429)	-	-	-	(106.975.268)	(80.389.456)	(80.066.349)
(62.046.375)	(21.201.983)	(18.620.260)	(14.424.364)	(16.516.119)	661.981	724.906	857.568	(112.621.980)	(143.548.052)	(103.677.256)
290.824.201	298.118.154	139.836.823	141.209.031	108.342.752	-	-	-	833.849.537	973.890.476	1.070.437.658
(37.278.686)	(36.580.792)	(38.938.854)	(36.724.390)	(38.208.869)	8.757.057	(5.448.372)	-	(201.640.332)	(185.919.866)	(179.714.025)
253.545.515	261.537.362	100.897.969	104.484.641	70.133.883	8.757.057	(5.448.372)	-	632.209.205	787.970.610	890.723.633
(44.419.835)	(35.915.163)	(16.900.095)	(10.606.999)	(14.767.022)	(300.885)	(274.113)	436.988	(146.033.573)	(121.295.448)	(119.716.691)
6.432.904	3.440.657	1.235.495	863.365	455.981	(219.816)	(202.852)	(194.860)	14.922.301	28.039.261	10.083.190
(50.611.555)	(39.278.398)	(18.090.344)	(10.805.563)	(15.533.121)	219.815	202.852	194.860	(149.224.963)	(137.535.382)	(142.256.150)
-	-	-	-	-	-	-	-	(991.050)	(5.332.672)	(3.162.695)
(241.184)	(77.422)	(45.246)	(664.801)	310.118	(300.884)	(274.113)	436.988	(10.739.861)	(6.466.655)	15.618.964
389.810	188.272	3.196	19.821	805.044	(367.790)	(397.714)	-	16.345.828	21.212.434	33.103.786
(630.994)	(265.694)	(48.442)	(684.622)	(494.926)	66.906	123.601	436.988	(27.085.689)	(27.679.089)	(17.484.822)
-	-	11.120.211	11.932.390	9.369.676	-	-	-	116.944.900	123.033.273	91.673.758
-	-	-	-	-	-	-	-	657.211	1.038.160	272.686
70.187	1.127.732	562.330	426.771	455.621	-	-	-	735.259	972.620	1.621.413
209.195.867	226.749.931	95.680.415	106.236.803	65.192.158	8.456.172	(5.722.485)	436.988	604.513.002	791.719.215	864.574.799
(80.757.113)	(76.652.558)	(31.275.247)	(27.749.046)	(20.936.925)	(1.751.412)	-	-	(185.470.223)	(210.564.505)	(179.964.192)
128.438.754	150.097.373	64.405.168	78.487.757	44.255.233	6.704.760	(5.722.485)	436.988	419.042.779	581.154.710	684.610.607
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
128.438.754	150.097.373	64.405.168	78.487.757	44.255.233	6.704.760	(5.722.485)	436.988	419.042.779	581.154.710	684.610.607
128.438.754	150.097.373	64.405.168	78.487.757	44.255.233	6.704.760	(5.722.485)	436.988	419.042.779	581.154.710	684.610.607
-	-	-	-	-	-	-	-	234.335.264	446.874.043	533.555.794
-	-	-	-	-	-	-	-	184.707.515	134.280.667	151.054.813

Valor Contable	Moneda	Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
		31-12-12	31-12-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	Activos	
39.223.807	M\$	67.546.660	73.262.031	-	-	-	-	-	-	-
17.906.111	M\$	4.799.600	5.192.000	-	-	-	-	-	-	-
2.902.660	M\$	2.902.660	-	-	-	-	-	-	-	-
6.474.660	M\$	5.686.862	-	-	-	-	-	-	-	-
-	M\$	-	7.127.904	-	-	-	-	-	-	-
-	M\$	-	16.095.200	-	-	-	-	-	-	-
-	M\$	97.034.059	109.265.974	-	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 57.129.918 y M\$ 154.141.593, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 Endesa Chile no tenía compromisos futuros de compra de energía (M\$ 10.331.447 al 31 de diciembre de 2010).

31.2 Garantías Indirectas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	31-12-12	31-12-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	2016
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	15.245.788	M\$	15.245.788	21.553.733	-	-	-	-	-	-

31.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estos estados financieros consolidados, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

- a) Juicios pendientes Endesa Chile y Filiales:
 - 1. En el ejercicio año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de ENDESA CHILE, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado "Arrieta con Fisco y Otros" del 9º Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado "Jordán con Fisco y otros", del 10º 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, 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.
 - 2. 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 Pangue, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. PANGUE S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales. La cuantía de 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 Pangue S.A. en causas similares y de la actual cuantía de los procesos actualmente vigentes (dos), se dejará de informar estos juicios.
 - 3. Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de ENDESA CHILE, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación.

Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista.. 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 primera 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.

4. 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. 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 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 díuplica. 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.
5. 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 9 de marzo de 2013.
6. Con fecha 4 de septiembre de 2012, Endesa Chile, fue notificada de una demanda arbitral interpuesta por Southern Cross Latin American Private Equity Fund III (Southern Cross), cuya tramitación se siguen ante el árbitro Victor Vial del Río, por un supuesto incumplimiento al Acuerdo de Accionistas de las sociedades que integran el grupo Gasatacama celebrado con fecha 1º de agosto de 2007, específicamente, al Artículo VI, del citado acuerdo, relativo a la “Disposición de Derechos en el Negocio”, debido a la supuesta obstaculización en

la disposición de los derechos de Southern Cross en el negocio. Endesa Chile presentó la contestación de la demanda con fecha 11 de Octubre de 2012 y dedujo, con esa misma fecha, demanda reconvencional en contra de Southern Cross, por la infracción del Artículo VI, Sección 6.4 del referido Acuerdo. Southern Cross presentó su escrito de réplica de la demanda principal el 8 de noviembre de 2012 y de contestación de la demanda reconvencional con fecha 20 de noviembre de 2012. Endesa Chile presentó con fecha 30 de noviembre su escrito de díplica de la demanda principal y de réplica se demanda reconvencional con fecha 11 de diciembre de 2012. Para finalizar el período de discusión de encuentra pendiente que Southern Cross evague su escrito de díplica de la demanda reconvencional. La cuantía del juicio es de \$ 4.799.600.000 (USD 10 millones).

7. El Sindicato Regional de Trabajadores de Endesa Chile, demanda a Endesa Chile, Endesa Eco, Central Eólica Canela S.A., Celta, Pangue, Pehuenche, San Isidro, para que se declare que Endesa Chile 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, consecuencialmente, 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 Chile 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 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 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, consecuencialmente, Endesa Chile deberá pagar a los trabajadores afiliados al Sindicato demandante la diferencia 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 Chile, 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 y está pendiente el plazo para presentar su contestación, habiéndose citado a las partes a la audiencia preparatoria para el día 5 de febrero de 2013.
8. 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 USD 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. Actualmente la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá, el cual a su vez lo envía al Consejo de Estado para resolver apelación en contra del auto admisorio promovido por Alpina. 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.

9. 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, Callahuana, Moyopampa y Huampaní, disponiendo que la SUNAT “proceda al recálculo de la deuda”. Respecto del ejercicio 1999, se está a la espera de que SUNAT notifique la Resolución de Intendencia por la cual reliquide la deuda, dando cumplimiento a lo ordenado por el Tribunal Fiscal y respecto de los ejercicios 2000 y 2001: se está a la espera de presentar informe oral y posterior Resolución por el Tribunal Fiscal. La cuantía de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$36,55 millones.
10. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. ESP., la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGEZA. Emgesa S.A. ESP ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. Por otra parte, existe igualmente un proceso de nulidad y restablecimiento del derecho contra las Resoluciones CAR 849 y 1188 de 2005, en lo que se refiere a las labores de descontaminación del Embalse de Tomíné, de cuya efectividad igualmente depende, además de otras obligaciones, el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGEZA. Las aguas del Embalse Tomíné alimentan al río Bogotá, que a su vez, alimenta al embalse El Muña. Adicionalmente, existen dos acciones paralelas: un proceso de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa, por cuanto la CAR mediante el art. 2º. de la Resolución 1318 de 2007 y el art. 2º. de la Resolución 2000 de 2009, impusieron a Emgesa S.A. ESP la implementación de un Plan de Contingencia y la realización de un estudio de “Calidad del Aire” ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, el cual busca obtener que dichos actos administrativos sean anulados, estimándose las pretensiones para este proceso en la suma de US\$13 millones; y un proceso de Nulidad y Restablecimiento iniciado por la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad de las Resolución 506 (2005) y 1189 (2005). Este proceso es igual al iniciado por Emgesa antes mencionado en contra de la CAR, sin embargo Emgesa fue vinculado a este como tercero. A petición de la compañía este último proceso fue acumulado al proceso de Emgesa por lo que se tramitarán como uno solo..En cuanto al estado procesal, se encuentran estos procesos en etapa probatoria, pendiente de llevarse a cabo prueba pericial y documental.

b) Juicios pendientes en Asociadas:

Endesa Brasil y Filiales:

1. 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 brasiliense de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a Meridional, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución el cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaración (con el objeto de aclarar una omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (en Brasilia). El 30 de agosto de 2011 el proceso se envió al Ministerio Público, y el 13 de diciembre de 2011 el proceso al Ministro Relator del Tribunal Superior de Justiça (STJ). El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a Meridional. Ampla y el Estado de Rio 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, 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 Embargos de Declaração por la AMPLA para sanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencia futura. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente US\$434,65 millones.
2. En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, en razón del supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” celebrado en 1999 entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A (Gerasul – actualmente Tractebel Energia). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 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 juntar esta acción con la acción iniciada por CIEN contra Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos al “gatillo” cambiario y tributario. El 29 de noviembre del mismo año, Tractebel presentó el recurso de embargos de declaración contra esta decisión, el que está pendiente de resolverse.
3. 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 Transmissao de Interligacao, para quedar disponible en Brasil, subestación Itá. La duración del contrato se convino en 20 años a partir del 21 de junio de 2000. El 11 de abril de 2005, CIEN informa a Furnas que estaba imposibilitada de cumplir con el contrato, por hechos ajenos a su voluntad, calificados de fuerza mayor. Por ello, el 14 de abril de 2005, Furnas notificó judicialmente a CIEN para rechazar la alegación de fuerza mayor. Se solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (US\$ 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 12^a. 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 se dicte fallo.

4. 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.
5. 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 ingresarlos 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. La cuantía asciende a US\$401,22.
6. En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro a través de un decreto, estableció que el ICMS 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 aquéllos 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 Rio 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 Rio 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.

7. A fines de 2002, la compañía brasileña de generación CGTF interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem "Otros Grupos Electrógenos", con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). 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 2^a instancia judicial, ahora bien la Unión Federal presentó en 2009 recurso de aclaración en contra de la decisión de 2^o 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.

La Administración de ENDESA CHILE considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas 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.

31.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos covenants 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.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera 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 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 Endesa Chile. El último Yankee Bond de Endesa Chile vence en febrero de 2097.

Los bonos locales de Endesa Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor, en los casos en que el monto en mora excede los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. 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 Endesa Chile 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.

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 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 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 Emgesa no está sujeta al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías del Grupo 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 2011, 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 Endesa Chile.

31.5 Otra Información

- a) 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.

- b) El proyecto de nuestra filial HidroAysén se encuentra en la etapa de resolución de las reclamaciones de calificación ambiental por parte del Comité de Ministros y en la elaboración de los estudios técnicos y ambientales de su línea de transmisión necesarios para la presentación del Estudio de Impacto Ambiental.

Nota 32 Dotación

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

País	31-12-12				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	37	1.114	100	1.251	1.251
Argentina	5	479	17	501	497
Brasil		1		1	2
Perú	9	238	16	263	257
Colombia	6	496	15	517	510
Total	57	2.328	148	2.533	2.517

País	31-12-11				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	37	1.075	114	1.226	1.236
Argentina	6	449	18	473	438
Brasil	-	2	1	3	4
Perú	7	223	17	247	245
Colombia	6	477	15	498	472
Total	56	2.226	165	2.447	2.395

Nota 33 Sanciones

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

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.

Pehuenche S.A.

- 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 mencionado 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 rescindir 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.

Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el ejercicio 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.

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.

Edegel S.A.A.

- 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 34 Hechos Posteriores

ENDESA CHILE

- Con fecha 8 de enero de 2013, Endesa Chile ha procedido a aceptar 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 carta del liquidador Beckett S.A. liquidadores de Seguros de fecha 7 de enero de 2013, términos que también han sido aceptados por las compañías aseguradoras.

Con respecto a las instalaciones de la Central Bocamina 1 de propiedad de Endesa Chile, se ha alcanzado un acuerdo en una indemnización de 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 terremoto mencionado. Es importante mencionar que hemos recibido anticipos de efectivo por el siniestro por un monto de US\$ 42.665.673.-

Con respecto a Bocamina 2, también propiedad de Endesa Chile, el acuerdo alcanzado implica indemnizaciones por un total de 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, Endesa Chile registro un monto de US\$ 114.711.895 en su resultado operacional por concepto de indemnización por pérdida de beneficios. Lo anterior representa un beneficio de US\$ 91.769.516 después de impuestos .

- Con fecha 29 de enero de 2013, la sociedad 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 reconvencionalmente 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 reconvencionales 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 reconvencionales, 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 a la fecha de emisión de los presentes estados financieros.

Nota 35 Medio Ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2012, 2011 y 2010, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	Saldo al		
		31-12-12 MS	31-12-11 MS	31-12-10 MS
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
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	915.325	547.979	444.983
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
Total		3.380.461	3.180.938	3.272.555

Nota 36 Información Financiera Resumida de Filiales y Sociedades de Control Conjunto

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2012 y 2011, bajo Normas de Información Financiera es el siguiente:

CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENDESA DESGLOSADO POR FILIAL

	31 de diciembre de 2012								
	Activos Corriente MS	Activos No Corrientes MS	Total Activos MS	Pasivos Corrientes MS	Pasivos No Corrientes MS	Total Pasivos MS	Ingresos Ordinarios MS	Costos Ordinarios MS	Ganancia (Pérdida) MS
Endesa Eco S.A.	96.858.959	69.458.787	166.317.746	(146.333.479)	(2.483.081)	(148.816.560)	8.715.658	(15.069.072)	(6.353.414)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	53.256.062	226.690.237	279.946.299	(67.804.287)	(44.094.780)	(111.899.067)	374.992.088	(117.294.279)	257.697.809
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	51.106.086	201.289.793	252.395.879	(106.039.552)	(21.730.290)	(127.769.842)	278.773.184	(223.658.845)	55.114.339
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	-	-	-	-	-	-	21.743.445	(10.100.577)	11.642.868
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	18.675.677	72.323.119	90.998.796	(10.274.500)	(4.390.710)	(14.665.210)	36.327.247	(51.556.757)	(15.229.510)
Endesa Inversiones Generales S.A.	-	-	-	-	-	-	2.254.013	(1.413.656)	840.357
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	-	-	-	-	-	-	378.795	(707.648)	(328.853)
Inversiones Endesa Norte S.A.	-	-	-	-	-	-	563.298	(350.866)	212.432
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	5.671.843	14.638.326	20.310.169	(2.924.404)	(9.068.755)	(11.993.159)	9.540.642	(1.224.447)	8.316.195
Endesa Argentina S.A.	13.909.791	30.612.330	44.522.121	(456.855)	(4.479.929)	(4.936.784)	-	3.123.830	3.123.830
Endesa Costanera S.A.	26.248.574	116.505.733	142.754.307	(195.463.171)	(10.460.347)	(205.923.518)	291.930.406	(340.775.547)	(48.845.141)
Hidroinvest S.A.	527.463	20.308.201	20.835.664	(357.128)	-	(357.128)	-	2.689.410	2.689.410
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	15.500.507	148.052.530	163.553.037	(29.439.486)	(48.058.461)	(77.497.947)	49.192.999	(34.794.050)	14.398.949
Southern Cone Power Argentina S.A.	24.347	1.022.593	1.046.940	(1.071)	-	(1.071)	-	(8.556)	(8.556)
Emgesa S.A. E.S.P.	285.737.507	1.558.061.492	1.843.798.999	(179.589.763)	(757.392.282)	(936.982.045)	579.490.648	(378.229.618)	201.261.030
Generandes Perú S.A.	190.469	202.696.962	202.887.431	(8.235)	-	(8.235)	-	18.720.477	18.720.477
Edegel S.A.A.	73.195.465	686.321.901	759.517.366	(71.852.384)	(241.375.405)	(313.227.789)	248.227.203	(202.144.376)	46.082.827
Chinango S.A.C.	6.997.326	107.354.750	114.352.076	(9.156.459)	(40.761.605)	(49.918.064)	30.172.751	(18.065.792)	12.106.959
Transmisora Eléctrica de Quillota S.A.	3.273.653	9.921.635	13.195.288	(503.949)	(1.269.420)	(1.773.369)	2.265.866	(1.576.437)	689.429
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	10.081.574	127.061.491	137.143.065	(5.728.373)	(248.465)	(5.976.838)	-	(1.140.074)	(1.140.074)
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	109.901.311	280.273.935	390.175.246	(48.808.533)	(42.927.589)	(91.736.122)	119.376.455	(82.726.987)	36.649.468

CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENDESA DESGLOSADO POR FILIAL

	31 de diciembre de 2011								
	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$
Endesa Eco S.A.	5.437.267	135.146.612	140.583.879	(139.297.158)	(8.360.757)	(147.657.915)	14.315.105	(11.047.198)	3.267.907
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	56.656.641	234.597.856	291.254.497	(77.321.477)	(39.046.758)	(116.368.235)	195.003.413	(78.664.231)	116.339.182
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	68.408.746	77.242.199	145.650.945	(71.972.413)	(9.267.849)	(81.240.262)	243.562.829	(199.292.302)	44.270.527
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	34.480.062	131.950.788	166.430.850	(44.091.140)	(13.223.971)	(57.315.111)	119.050.275	(40.689.183)	78.361.092
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	33.507.950	78.813.461	112.321.411	(15.031.457)	(5.726.043)	(20.757.500)	39.522.009	(38.375.668)	1.146.341
Endesa Inversiones Generales S.A.	2.135.743	3.362.257	5.498.000	(957.510)	(88.779)	(1.046.289)	5.571.392	(4.086.097)	1.485.295
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	15.084.336	521.994	15.606.330	(13.817.940)	(243.720)	(14.061.660)	15.580.938	(16.401.576)	(820.638)
Inversiones Endesa Norte S.A.	41	25.157.716	25.157.757	(3.641.034)	-	(3.641.034)	-	(270.529)	(270.529)
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	29.481.896	15.071.789	44.553.685	(5.430.649)	(11.437.055)	(16.867.704)	7.687.068	(2.664.769)	5.022.299
Endesa Argentina S.A.	8.573.370	34.592.709	43.166.079	(103.684)	-	(103.684)	-	453.345	453.345
Endesa Costanera S.A.	58.093.676	141.156.445	199.250.121	(160.504.466)	(61.581.301)	(222.085.767)	341.636.333	(364.229.923)	(22.593.590)
Hidroinvest S.A.	505.026	25.169.822	25.674.848	(275.567)	-	(275.567)	-	16.973	16.973
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	27.754.942	161.753.755	189.508.697	(24.739.392)	(69.116.012)	(93.855.404)	48.326.998	(36.168.754)	12.158.244
Southern Cone Power Argentina S.A.	39.229	1.267.393	1.306.622	(188.298)	-	(188.298)	-	(9.598)	(9.598)
Emgesa S.A. E.S.P.	239.044.005	1.393.219.292	1.632.263.297	(220.413.976)	(530.859.723)	(751.273.699)	496.479.981	(368.041.227)	128.438.754
Generandes Perú S.A.	162.255	208.237.040	208.399.295	(9.633)	-	(9.633)	22.317.674	(180.671)	22.137.003
Edegel S.A.A.	70.142.623	709.616.464	779.759.087	(60.257.964)	(275.273.113)	(335.531.077)	214.815.328	(140.762.791)	74.052.537
Chinango S.A.C.	11.140.497	112.163.451	123.303.948	(22.972.028)	(42.065.340)	(65.037.368)	25.943.033	(17.770.892)	8.172.141
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	731.894	5.266.923	5.998.817	(149.083)	(483.489)	(632.572)	1.155.334	(816.412)	338.922
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	5.227.686	59.098.190	64.325.876	(3.747.698)	(527.981)	(4.275.679)	-	(2.379.074)	(2.379.074)
Inversiones Gasatacama Holding Ltda.	46.551.925	157.376.178	203.928.103	(38.726.488)	(22.904.207)	(61.630.695)	130.444.784	(112.562.946)	17.881.838

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENDESA CHILE:

Este anexo es parte de la Nota 2.4 “Entidades filiales y de control conjunto”.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjera	Atacama Finance Co	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
76.003.204-2	Central Edilca Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso Argentino	0,00%	34,50%	34,50%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%
Extranjera	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	Peso Chileno	95,61%	0,00%	95,61%
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	99,94%	0,06%	100,00%
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. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetal Ltda.(3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjera	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	26,87%	0,00%	26,87%
Extranjera	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	12,33%	57,43%	69,76%
96.827.970-K	Endesa Eco S.A. (4)	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%
96.526.450-7	Endesa Inversiones Generales S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjera	Energex Co.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjera	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%
Extranjera	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	61,00%	0,00%	61,00%
76.041.891-9	Hidroaysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,51%	50,49%	51,00%
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	2,48%	65,19%	67,67%
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%
Extranjera	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	99,00%	100,00%
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A. (2) (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
96.905.700-K	Progás S.A.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	98,00%	2,00%	100,00%
Extranjera	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%
Extranjera	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%

(1) Con fecha 2 de mayo de 2012, Empresa Eléctrica Pangue 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 enero de 2012 fueron disueltas las sociedades Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda. y Consorcio Ingendesa Minimetal Ltda.

(4) 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%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
	0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
	51,00%	0,00%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
	99,94%	0,06%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Consultora de Ingeniería de Proyectos
	0,00%	33,33%	33,33%	Filial	Chile	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeniería Básica Línea Maipú
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
	29,40%	54,20%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
	26,87%	0,00%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
	98,75%	1,25%	100,00%	Filial	Chile	Prestación de Servicios de Ingeniería
	94,98%	0,01%	94,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
	99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
	12,33%	57,43%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Proyectos de Energías Renovables
	99,51%	0,49%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Islas Caimán	Sociedad de Cartera
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Administración y Dirección de Sociedades
	0,00%	49,99%	49,99%	Control Conjunto	Argentina	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
	61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
	0,51%	50,49%	51,00%	Control Conjunto	Chile	Desarrollar Sistemas de Transmisión Eléctrica
	2,48%	65,19%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
	41,94%	54,15%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
	1,00%	99,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Distribución de Gas
	99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
	0,00%	94,95%	94,95%	Filial	Colombia	Administración de Puertos
	98,00%	2,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
	0,00%	20,86%	20,86%	Filial	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
	0,00%	20,86%	20,86%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

ANEXO N° 2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo corresponde a la Nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso Argentino	0,00%	34,50%	34,50%
Extranjera	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%

ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

Este anexo corresponde a la Nota 3.h “Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación”

Rut Extranjera	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2012		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Real	36,26%	4,18%	40,44%
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	33,33%	0,00%	33,33%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	20,00%	0,00%	20,00%

ANEXO N° 4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo corresponde a la Nota 16 “Otros pasivos financieros”.

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2012 M\$	Vencimiento		
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco a Diez Años M\$
Chile	US\$	2,39%	1,76%	No	818.386	2.531.449	3.349.835	98.982.459	-	-
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	272	-	272	-	-	-
Perú	US\$	3,54%	3,49%	No	2.214.895	1.865.048	4.079.943	14.173.501	27.830.814	12.109.598
Perú	Soles	0,00%	0,00%	No	-	-	-	-	-	-
Argentina	US\$	9,09%	8,91%	No	6.645.902	5.093.612	11.739.514	7.836.715	-	-
Argentina	\$ Arg	23,18%	21,63%	No	19.209.089	10.912.241	30.121.330	8.750.625	-	-
Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	No	1.900.127	5.700.379	7.600.506	25.790.155	33.339.101	60.191.993
Total					30.788.671	26.102.729	56.891.400	155.533.455	61.169.915	72.301.591

% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
0,00%	94,95%	94,95%	Asociada	Colombia	Administración de Puertos
0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Panama	Compra Venta de Energía Eléctrica

% Participación a 31/12/2011			País	Actividad
Directo	Indirecto	Total		
0,89%	0,00%	0,89%	Argentina	Sociedad de Cartera
42,50%	0,00%	42,50%	Chile	Sociedad de Cartera
36,26%	4,18%	40,44%	Brasil	Sociedad de Cartera
0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
33,33%	0,00%	33,33%	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
20,00%	0,00%	20,00%	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado

Vencimiento	No Corriente		Corriente				No Corriente				Total No Corriente al 31-12-2011 M\$	
	Más de Diez Años M\$	Total No Corriente al 31-12-2012 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2011 M\$	Vencimiento						
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco a Diez Años M\$	Más de Diez Años M\$			
-	98.982.459	906.389	3.359.497	4.265.886	109.631.899	876.746	-	-	-	110.508.645		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
-	54.113.913	2.810.297	10.519.166	13.329.463	7.864.024	25.087.748	26.158.087	-	-	59.109.859		
-	-	14.857	1.585.500	1.600.357	-	-	-	-	-	-		
-	7.836.715	2.662.019	9.436.481	12.098.500	17.142.594	1.612.063	-	-	-	18.754.657		
-	8.750.625	27.019.763	15.322.805	42.342.568	18.975.861	2.458.440	-	-	-	21.434.301		
-	119.321.249	1.338.154	82.134.906	83.473.060	-	-	-	-	-	-		
-	289.004.961	34.751.479	122.358.355	157.109.834	153.614.378	30.034.997	26.158.087	-	-	209.807.462		

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	12-2012
										Corriente
										Menos de 90 días
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	3,85%	3,80%	Al Vencimiento	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	4,07%	4,01%	Trimestral	161.573
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,10%	3,06%	Trimestral	37.359
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	US\$	1,65%	1,65%	Al Vencimiento	1.739.482
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	2,99%	2,96%	Al Vencimiento	-
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	3,54%	3,49%	Trimestral	276.481
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	3,45%	3,41%	Trimestral	-
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	3,00%	3,00%	Trimestral	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bancolombia	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento	428.684
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Bancolombia	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento	131.424
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento	1.158.673
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	9,41%	9,20%	Al Vencimiento	181.346
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Banco Santander	Colombia	\$ Col	8,15%	7,91%	Anual	-
Extranjera	Emgesa	Colombia	Extranjera	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	8,15%	7,91%	Anual	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	20,75%	20,75%	Al Vencimiento	1.483.661
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	22,00%	22,00%	Al Vencimiento	879.133
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	18,85%	18,85%	Al Vencimiento	946.327
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	17,00%	17,00%	Al Vencimiento	4.349.740
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	18,75%	18,75%	Al Vencimiento	395.870
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	21,00%	21,00%	Al Vencimiento	1.388.486
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	23,75%	23,75%	Al Vencimiento	2.459.388
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	18,75%	18,75%	Al Vencimiento	2.031.944
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	18,09%	18,09%	Al Vencimiento	96.871
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Credit Suisse International	Argentina	US\$	11,45%	11,45%	Trimestral	4.883.837
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	Semestral	31.301
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Export Development Corporation Loan	E.E.U.U.	US\$	1,82%	1,73%	Semestral	347.952
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Extranjera	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.N.Y	E.E.U.U.	US\$	1,72%	1,12%	Al Vencimiento	439.133
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile (Línea Crédito)	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	272
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Deutsche Bank	Argentina	US\$	8,30%	8,06%	Trimestral	881.121
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	US\$	8,30%	8,06%	Trimestral	440.417
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	US\$	8,30%	8,06%	Trimestral	440.527
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank - Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	354.694
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Galicia - Sindicado I	Argentina	\$ Arg	25,42%	23,31%	Semestral	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral	239.076
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral	527.542
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral	383.587
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Hipotecario - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral	190.602
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Galicia - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral	190.906
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad - Sindicado II	Argentina	\$ Arg	26,96%	24,11%	Semestral	152.374
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Galicia - Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral	614.638
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Itau - Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral	614.638
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank - Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral	614.638
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander - Sindicado III	Argentina	\$ Arg	26,95%	24,10%	Semestral	614.638
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	18,81%	18,00%	Al Vencimiento	87.619
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Macro I	Argentina	\$ Arg	23,14%	21,00%	Al Vencimiento	295.652
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	23,14%	21,00%	Al Vencimiento	198.116
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	22,42%	20,75%	Al Vencimiento	98.949
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	Semestral	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	BBVA	Argentina	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	Semestral	-
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Extranjera	Banco Industrial de Azul	Argentina	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	Semestral	-

Total M\$

12-2012							12-2011							
Corriente		No Corriente					Corriente			No Corriente				
más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	14.597	1.585.500	1.600.097	-	-	-	-	-
923.528	1.085.101	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
112.077	149.436	2.621.204	2.471.768	-	-	5.092.972	-	-	-	-	-	-	-	-
-	1.739.482	-	-	-	-	-	1.949.762	5.760.203	7.709.965	1.880.534	-	-	-	1.880.534
-	-	-	-	-	-	-	405.477	1.378.129	1.783.606	-	-	-	-	-
829.443	1.105.924	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	-	-	-	-	-
1.286.051	1.714.735	5.805.307	7.495.253	13.520.587	-	26.821.147	326.504	20.008.140	20.334.644	-	-	-	-	-
394.271	525.695	1.838.073	2.414.481	4.407.478	-	8.660.032	99.148	6.208.686	6.307.834	-	-	-	-	-
3.476.018	4.634.691	15.690.942	20.258.627	36.544.265	-	72.493.834	361.976	22.181.880	22.543.856	-	-	-	-	-
544.039	725.385	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	-	-	-	-	-
-	1.483.661	-	-	-	-	-	123.454	-	123.454	-	-	-	-	-
-	879.133	-	-	-	-	-	10.746.076	1.949.571	12.695.647	-	-	-	-	-
1.855.665	2.801.992	411.921	-	-	-	411.921	1.382.931	1.533.096	2.916.027	-	-	-	-	-
-	4.349.740	-	-	-	-	-	1.844.142	-	1.844.142	-	-	-	-	-
-	395.870	-	-	-	-	-	4.670.705	-	4.670.705	-	-	-	-	-
-	1.388.486	-	-	-	-	-	832.611	-	832.611	-	-	-	-	-
-	2.459.388	-	-	-	-	-	3.503.302	-	3.503.302	-	-	-	-	-
-	2.031.944	-	-	-	-	-	1.105.942	-	1.105.942	-	-	-	-	-
122.911	219.782	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	4.883.837	-	-	-	-	-	166.419	3.156.573	3.322.992	2.652.744	-	-	-	2.652.744
859.843	891.144	1.657.085	-	-	-	-	1.657.085	53.521	1.002.756	1.056.277	1.915.379	876.746	-	2.792.125
354.206	702.158	689.651	-	-	-	-	689.651	379.501	764.980	1.144.481	1.132.904	-	-	1.132.904
1.317.400	1.756.533	96.635.723	-	-	-	96.635.723	473.367	1.591.761	2.065.128	106.583.616	-	-	-	106.583.616
272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.547.013	3.428.134	3.918.502	-	-	-	3.918.502	518.208	1.530.246	2.048.454	3.576.867	402.643	-	-	3.979.510
1.273.172	1.713.589	1.959.017	-	-	-	-	1.959.017	1.611.491	4.749.662	6.361.153	10.912.983	1.209.420	-	12.122.403
1.273.427	1.713.954	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	-	-	-	-	-
340.398	695.092	-	-	-	-	-	55.506	1.125.918	1.181.424	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	26.301	535.888	562.189	-	-	-	-	-
488.681	727.757	230.121	-	-	-	230.121	-	-	-	-	-	-	-	-
1.078.428	1.605.970	507.222	-	-	-	507.222	-	-	-	-	-	-	-	-
784.144	1.167.731	368.840	-	-	-	368.840	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	-	-	7.474.292
389.550	580.152	183.696	-	-	-	183.696	-	-	-	-	-	-	-	-
390.193	581.099	183.881	-	-	-	183.881	-	-	-	-	-	-	-	-
311.411	463.785	146.892	-	-	-	146.892	-	-	-	-	-	-	-	-
779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
779.040	1.393.678	1.679.513	-	-	-	1.679.513	-	-	-	-	-	-	-	-
2.034.700	2.122.319	-	-	-	-	-	233.981	2.275.667	2.509.648	2.994.506	-	-	-	2.994.506
-	295.652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	198.116	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	98.949	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	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
56.891.400	289.004.961	157.109.834	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209.807.462

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2012 MS	Vencimiento		
					Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS		Uno a Tres Años MS	Tres a Cinco Años MS	Cinco a Diez Años MS
Chile	US\$	8,19%	8,06%	No	9.265.672	213.808.862	223.074.534	134.030.171	24.101.459	60.253.647
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	5.802.114	21.972.628	27.774.742	54.304.006	52.643.369	196.716.496
Perú	US\$	7,01%	6,89%	No	628.048	1.884.143	2.512.191	12.047.614	12.454.106	16.204.773
Perú	Soles	6,51%	6,41%	No	5.368.613	15.496.309	20.864.922	15.221.745	1.179.069	11.183.287
Colombia	\$ Col	8,41%	8,25%	No	13.359.451	40.078.353	53.437.804	203.640.941	133.021.092	534.557.527
Total					34.423.898	293.240.295	327.664.193	419.244.477	223.399.095	818.915.730

- 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	12-2012	
										Corriente	Menos de 90 días
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	1.975.290	5.925.870
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	630.588	1.891.764
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	406.804	1.220.413
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,50%	8,35%	No	4.127.302	198.393.750
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	Extranjera	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	2.125.688	6.377.065
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	1.684.588	9.620.049
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	4.117.526	12.352.579
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	U.F.	3,86%	3,86%	No	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	U.F.	6,44%	6,44%	No	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	No	1.102.280	3.306.839
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A102	Colombia	\$ Col	7,95%	7,72%	No	209.956	629.869
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	8,06%	8,06%	No	223.748	671.245
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	7,38%	7,19%	No	1.325.639	3.976.917
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,71%	8,44%	No	946.998	2.840.995
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	9,03%	8,74%	No	894.296	2.682.888
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,27%	9,27%	No	555.900	1.667.701
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	8,83%	8,56%	No	339.573	1.018.719
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,04%	8,75%	No	577.113	1.731.338
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	618.169	1.854.506
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	4.442.297	13.326.891
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	No	1.264.032	3.792.096
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	6,39%	6,24%	No	859.450	2.578.349
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	79.897	239.692
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	73.875	221.624
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	73.509	220.527
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No	63.196	189.587
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,61%	6,50%	No	4.770.062	-
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,54%	6,44%	No	75.338	4.744.218
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,74%	6,63%	No	77.532	4.771.525
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No	87.352	262.056
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	78.353	235.060
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No	108.049	324.147
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	78.482	235.446
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	55.926	167.777
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,74%	6,63%	No	81.827	245.481
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	74.108	222.323
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,87%	5,78%	No	71.406	214.217
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,15%	6,06%	Si	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,57%	6,47%	Si	75.703	4.870.634
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	72.046	216.138
Total M\$											

No Corriente		Corriente				No Corriente				
Vencimiento	Total No Corriente al 31-12-2012 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2011 M\$	Vencimiento				Total No Corriente al 31-12-2011 M\$	
Más de Diez Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Cinco a Diez Años M\$	Más de Diez Años M\$		
336.736.535	555.121.812	10.386.391	34.925.663	45.312.054	265.042.005	188.302.949	67.498.650	357.717.439	878.561.043	
222.067.338	525.731.209	40.166.229	34.130.394	74.296.623	78.626.456	236.315.457	241.310.283	275.252.070	831.504.266	
6.381.057	47.087.550	853.625	2.238.831	3.092.456	15.656.525	27.138.567	18.001.433	6.539.229	67.335.754	
-	27.584.101	692.196	2.327.605	3.019.801	36.264.691	8.357.628	5.728.426	-	50.350.745	
87.955.925	959.175.485	11.471.491	38.574.471	50.045.962	128.594.829	116.220.452	353.392.075	236.385.644	834.593.000	
653.140.855	2.114.700.157	63.569.932	112.196.964	175.766.896	524.184.506	576.335.053	685.930.867	875.894.382	2.662.344.808	

12-2012						12-2011								
Corriente	No Corriente					Corriente	No Corriente							
Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	
7.901.160	15.802.321	15.802.321	39.505.801	132.153.136	203.263.579	703.310	2.364.976	3.068.286	5.672.852	16.469.819	14.104.843	70.869.328	107.116.842	
2.522.352	5.044.703	5.044.703	12.611.757	65.754.271	88.455.434	2.204.773	7.413.852	9.618.625	17.783.553	51.630.453	44.216.601	133.463.176	247.093.783	
1.627.217	3.254.435	3.254.435	8.136.089	138.829.128	153.474.087	2.384.734	8.018.994	10.403.728	19.235.104	109.486.718	-	-	128.721.822	
202.521.052	-	-	-	-	-	4.635.971	15.589.088	20.225.059	218.659.499	-	-	-	218.659.499	
8.502.753	109.928.712	-	-	-	-	109.928.712	457.603	1.538.753	1.996.356	3.690.997	10.715.959	9.177.206	153.384.935	176.969.097
11.304.637	21.363.797	19.703.160	41.992.615	37.768.596	120.828.168	2.124.125	11.532.964	13.657.089	24.422.163	58.670.925	41.070.877	25.027.022	149.190.987	
16.470.105	32.940.209	32.940.209	154.723.881	184.298.742	404.903.041	4.973.783	16.725.028	21.698.811	40.118.205	136.748.818	165.216.094	140.001.737	482.084.854	
-	-	-	-	-	-	1.746.368	5.872.402	7.618.770	14.086.088	40.895.714	35.023.312	110.223.311	200.228.425	
-	-	-	-	-	-	31.321.953	-	31.321.953	-	-	-	-	-	
4.409.119	62.006.104	-	-	-	-	62.006.104	1.150.327	3.868.134	5.018.461	9.278.465	-	-	56.536.718	65.815.183
899.825	11.810.678	-	-	-	-	11.810.678	216.825	729.104	945.929	1.748.896	10.768.120	-	-	12.517.016
894.993	13.536.136	-	-	-	-	13.536.136	179.093	602.226	781.319	14.001.389	-	-	-	14.001.389
5.302.556	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
3.787.993	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
3.577.184	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
2.223.601	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
1.358.292	2.716.583	2.716.583	6.791.458	16.612.523	-	28.837.147	354.285	1.191.331	1.545.616	2.857.637	8.296.492	21.943.442	-	33.097.571
2.308.451	26.317.195	-	-	-	-	26.317.195	569.828	1.916.126	2.485.954	28.105.888	-	-	-	28.105.888
2.472.675	4.945.349	4.945.349	31.993.565	-	-	41.884.263	610.366	2.052.440	2.662.806	4.923.173	-	28.958.422	14.293.300	48.174.895
17.769.188	35.538.377	35.538.377	229.912.869	-	-	300.989.623	4.386.227	14.749.291	19.135.518	35.379.018	-	208.101.654	102.714.832	346.195.504
5.056.128	10.112.255	10.112.255	106.512.256	-	-	126.736.766	-	-	-	-	-	-	-	-
3.437.799	6.875.596	6.875.596	17.188.990	71.343.402	-	102.283.584	-	-	-	-	-	-	-	-
319.589	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
295.499	590.997	590.997	6.023.737	-	-	7.205.731	160.276	-	160.276	-	-	10.819.378	-	10.819.378
294.036	588.072	588.072	5.159.550	-	-	6.335.694	79.552	267.504	347.056	4.950.085	-	-	-	4.950.085
252.783	3.923.716	-	-	-	-	3.923.716	78.051	262.457	340.508	4.868.653	-	-	-	4.868.653
4.770.062	-	-	-	-	-	-	77.676	261.195	338.871	5.051.067	-	-	-	5.051.067
4.819.556	-	-	-	-	-	-	73.923	248.577	322.500	5.114.463	-	-	-	5.114.463
4.849.057	-	-	-	-	-	-	89.628	301.387	391.015	5.873.636	-	-	-	5.873.636
349.408	5.400.952	-	-	-	-	5.400.952	77.300	259.934	337.234	4.919.966	-	-	-	4.919.966
313.413	626.827	626.827	1.567.066	6.381.057	9.201.777	83.851	281.959	365.810	2.639.913	-	1.681.620	6.539.229	-	10.860.762
432.196	5.049.991	-	-	-	-	5.049.991	115.630	388.820	504.450	5.903.654	-	-	-	5.903.654
313.928	627.856	627.856	4.249.866	-	-	5.505.578	83.988	282.422	366.410	677.444	6.208.170	-	-	6.885.614
223.703	3.285.038	-	-	-	-	3.285.038	59.850	201.252	261.102	3.783.487	-	-	-	3.783.487
327.308	654.617	4.978.803	-	-	-	5.633.420	87.568	294.460	382.028	706.319	6.190.863	-	-	6.897.182
296.431	592.861	5.010.196	-	-	-	5.603.057	79.307	266.681	345.988	639.685	6.096.813	-	-	6.736.498
285.623	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	330.688	611.394	1.775.041	5.728.426	-	8.114.861
4.946.337	-	-	-	-	-	-	75.424	253.624	329.048	608.367	6.582.587	-	-	7.190.954
288.184	4.718.008	-	-	-	-	4.718.008	64.842	218.041	282.883	4.267.060	-	-	-	4.267.060
327.664.193	2.114.700.157					2.114.700.157		175.766.896					2.662.344.808	

c) Arrendamiento Financiero

- Individualización de Arrendamiento Financiero 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	12-2012			
								Corriente			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	
91.081.000-6 Extranjera	Empresa Nacional de Electricidad S.A. Edegel S.A.A.	Chile Perú	87.509.100-K 0-E	Leasing Abengoa Chile Scotiabank	Chile Perú	US\$ US\$	6,50% 2,13%	517.486 1.406.430	1.552.682 4.177.025	2.070.168 5.583.455	
Total M\$										7.653.623	

d) Otros Préstamos

- Individualización de Otros Préstamos 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	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\$	1,72%	6.659.064	-	6.659.064	
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96.601.250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	2.017.319	-	2.017.319	
Total M\$										83.120.511	

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

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile

El detalle de los activos 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			31.712.988	28.859.725
	Dólares	Pesos colombianos	5.413	5.634
	Dólares	Peso chileno	27.583.060	22.805.258
	Dólares	Nuevo sol peruano	3.690.418	2.886.536
	Dólares	Peso argentino	434.097	3.162.297
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			6.803.538	10.100.793
	Dólares	Dólares	6.803.538	10.100.793
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			926.635	379.862
	Dólares	Peso argentino	926.635	379.862
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			39.443.161	39.340.380
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			583.162.870	578.770.368
	Dólares	Peso chileno	9.030.441	9.733.400
	Peso argentino	Peso chileno	-	24.209
	Reales	Nuevo sol peruano	60.504.917	60.249.470
	Reales	Peso chileno	513.627.512	508.763.289
Plusvalía			89.481.949	86.830.663
	Nuevo sol peruano	Peso chileno	81.038.239	76.365.596
	Peso argentino	Peso chileno	8.443.710	10.465.067
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			672.644.819	665.601.031
TOTAL ACTIVOS			712.087.980	704.941.411

12-2012					12-2011					No Corriente			
No Corriente					Corriente			No Corriente					
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	
4.142.238	4.145.057	10.377.586	3.477.319	22.142.200	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	6.273.409	10.867.880	5.946.866	27.644.290	
12.608.401	17.546.542	-	-	30.154.943	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	14.046.200	13.246.071	-	39.150.493	
				52.297.143			11.559.083					66.794.783	

12-2012					12-2011					No Corriente			
No Corriente					Corriente			No Corriente					
Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco a Diez Años	Más de Diez Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Cinco y Mas Años	Más de Diez 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	-	-	-	-	-	
				6.019.282			42.909.558					58.292.039	

El detalle de los pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

	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\$	más de 5 años a 10 años M\$	Mas de 10 años M\$
PASIVOS									
Otros pasivos financieros	Dólares		97.971.466	231.044.304	329.015.770	283.821.099	86.077.978	98.945.604	346.594.911
	Dólares	Pesos chileno	19.277.927	217.892.993	237.170.920	237.154.868	28.246.516	70.631.233	340.213.854
	Dólares	Soles	4.249.373	7.926.216	12.175.589	38.829.516	57.831.462	28.314.371	6.381.057
	Dólares	Peso Argentino	74.444.166	5.225.095	79.669.261	7.836.715	-	-	-
TOTAL PASIVOS			97.971.466	231.044.304	329.015.770	283.821.099	86.077.978	98.945.604	346.594.911

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

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

a) Estratificación de la cartera.

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-12				
	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 bruto	139.450.188	814.505	47.700	61.797	308.432
Provisión de deterioro	(260.311)	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	89.563.701	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(1.262.108)	-	-	-	-
Total	227.491.470	814.505	47.700	61.797	308.432

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	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 bruto	248.191.154	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005
Provisión de deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	45.164.327	-	-	39.056	2.791
Provisión de deterioro	(1.326.090)	-	-	-	-
Total	291.046.286	1.794.517	84.972	2.565.654	440.302

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-12					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
Al día	320	139.450.188	-	-	320	139.450.188
Entre 1 y 30 días	40	814.505	-	-	40	814.505
Entre 31 y 60 días	15	47.700	-	-	15	47.700
Entre 61 y 90 días	18	61.797	-	-	18	61.797
Entre 91 y 120 días	16	308.432	-	-	16	308.432
Entre 121 y 150 días	17	274.643	-	-	17	274.643
Entre 151 y 180 días	16	4.577	-	-	16	4.577
Entre 181 y 210 días	1	-	-	-	1	-
Entre 211 y 250 días	4	311	-	-	4	311
superior a 251 días	37	4.459.460	-	-	37	4.459.460
Total	484	145.421.613	-	-	484	145.421.613

(*) Para ambos períodos no existe cartera repactada

31-12-12	31-12-11							
Pasivos no corrientes	Pasivos corrientes				Pasivos no corrientes			
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\$	Mas de 10 años M\$	Total no Corriente
815.439.592	44.166.622	86.968.415	131.135.037	464.660.652	288.720.473	135.772.121	370.203.534	1.259.356.780
676.246.471	22.053.741	44.116.462	66.170.203	379.230.039	195.453.104	78.366.530	363.664.305	1.016.713.978
131.356.406	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	66.272.515	57.405.591	6.539.229	165.596.106
7.836.715	16.311.825	23.140.161	39.451.986	50.051.842	26.994.854	-	-	77.046.696
815.439.592	44.166.622	86.968.415	131.135.037	464.660.652	288.720.473	135.772.121	370.203.534	1.259.356.780

	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	4.577	-	-	311	4.459.460	145.421.613	140.323.852
-	-	-	-	-	(3.065.033)	(3.325.344)	-
-	-	-	-	-	-	89.563.701	6.640.299
-	-	-	-	-	-	(1.262.108)	-
274.643	4.577	-	311	1.394.427	230.397.862	146.964.151	

	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	-	-	-	-	76.250	257.415.659	148.367.033
-	-	-	-	-	-	(5.149.239)	-
-	-	-	-	-	85	45.206.259	3.241.735
-	-	-	-	-	-	(1.326.090)	-
138.523	-	-	-	-	76.335	296.146.589	151.608.768

Saldo al 31-12-11					
Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
93	248.016.378	-	-	93	248.016.378
10	1.794.517	-	-	10	1.794.517
16	2.894.669	-	-	16	2.894.669
1	4.140.840	-	-	1	4.140.840
12	493.005	-	-	12	493.005
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
5	76.250	-	-	5	76.250
137	257.415.659	-	-	137	257.415.659

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 en cobranza judicial (*)	6	298.950	3	476.496
Total	6	298.950	3	476.496

(*) 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	(498.538)	4.224.198
Castigos del período	(271.908)	(74.259)
Recuperos del período	(962.198)	(199.804)
Total	(1.732.644)	3.950.135

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\$
<u>Provisión deterioro y recuperos:</u>				
Número de operaciones	10	26	12	12
Monto de las operaciones M\$	(815.265)	(1.460.736)	4.326.635	4.024.394

ANEXO N°6.1 DETALLE DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:

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

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\$	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 No Corriente M\$	Total no Corriente M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	139.450.188	814.505	47.700	61.797	308.432	274.643	4.577	-	311	4.459.460	145.421.613	140.323.852
-Grandes Clientes	113.991.241	201.283	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	4.457.799	119.013.236	-
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525	140.323.852
-Otros	6.710.422	613.222	47.065	55.507	225.546	1.854	4.575	-	-	1.661	7.659.852	-
Provision Deterioro	(260.311)	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.065.033)	(3.325.344)	-
Servicios no facturados	70.067.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70.067.852	-
Servicios facturados	69.382.335	814.505	47.700	61.797	308.432	274.643	4.577	-	311	4.459.461	75.353.761	135.171.459
Total Deudores Comerciales Brutos	139.450.188	814.505	47.700	61.797	308.432	274.643	4.577	-	311	4.459.460	145.421.613	140.323.852
Total Provisión Deterioro	(260.311)	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.065.033)	(3.325.344)	-
Total Deudores Comerciales Netos	139.189.877	814.505	47.700	61.797	308.432	274.643	4.577	-	311	1.394.427	142.096.269	140.323.852

Deudores comerciales	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\$	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 No Corriente M\$	Total no Corriente M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	248.191.154	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005	138.523	-	-	-	76.250	257.415.659	148.367.033
-Grandes Clientes	191.901.473	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005	138.523	-	-	-	76.250	201.125.978	-
-Clientes Institucionales	56.289.681	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.289.681	148.367.033
Provision Deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)	-	-	-	-	-	(5.149.239)	-
Servicios no facturados	154.040.301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	154.040.301	-
Servicios facturados	94.150.853	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005	138.523	-	-	-	76.250	103.375.358	148.367.033
Total Deudores Comerciales Brutos	248.191.154	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005	138.523	-	-	-	76.250	257.415.659	148.367.033
Total Provisión Deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)	-	-	-	-	-	(5.149.239)	-
Total Deudores Comerciales Netos	247.208.049	1.794.517	84.972	2.526.598	437.511	138.523	-	-	-	76.250	252.266.420	148.367.033

- 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\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	139.450.188	814.505	47.700	61.797	308.432	274.643	4.577	-	311	4.459.460	145.421.613	
-Grandes Clientes	113.991.241	201.283	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	4.457.799	119.013.236	
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525	
-Otros	6.710.422	613.222	47.065	55.507	225.546	1.854	4.575	-	-	-	1.661	7.659.852
Total cartera bruta	139.450.188	814.505	47.700	61.797	308.432	274.643	4.577	-	311	4.459.460	145.421.613	
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\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	248.191.154	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005	138.523	-	-	-	76.250	257.415.659	
-Grandes Clientes	198.796.107	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005	138.523	-	-	-	76.250	208.020.612	
-Clientes Institucionales	49.395.047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.395.047	
Total cartera bruta	248.191.154	1.794.517	84.972	6.637.238	493.005	138.523	-	-	-	76.250	257.415.659	



23



análisis razonado y hechos relevantes consolidados



Análisis Razonado Estados Financieros Consolidados de Endesa Chile

Al 31 de diciembre de 2012

Resumen

- El resultado neto atribuible a los propietarios de la controladora de Endesa Chile alcanzó Ch\$ 234.335 millones en 2012, disminuyendo un 47,6% en relación a 2011, debido en gran medida a un 5,8% de menor generación hidroeléctrica en Chile, mayores costos en compra de combustibles de Ch\$\$ 43.641 millones, y mayores costos por gastos de transporte por Ch\$ 34.648 millones. También impactó negativamente en el resultado el efecto de la quiebra de Campanario por Ch\$ 25.752 millones y el menor EBITDA en Argentina por Ch\$ 21.064 millones.
- Los ingresos operacionales disminuyeron sólo un 1,5% respecto a 2011, alcanzando Ch\$ 2.369.386 millones, como consecuencia de un menor precio medio de venta de energía, asociado en gran parte a la reducción de la indexación de los contratos a costo marginal en Chile, y a la ausencia de ingresos por concepto de RM88.
- Las ventas de energía crecieron un 1,7% a diciembre de 2012, alcanzando los 59.020 GWh, debido a las mayores ventas físicas registradas en Colombia, Argentina y Perú.
- La capacidad instalada de la compañía se incrementó 6,2% en Chile, al pasar de 5.611 MW a 5.961 MW, luego de la entrada en operación comercial de Bocamina II (350 MW) en octubre de 2012.
- El EBITDA totalizó Ch\$ 833.850 millones en 2012, reflejando una reducción de 14,4% explicada principalmente por menores ingresos producto de menores precios promedio de venta de energía en Chile y Argentina, mayores costos por consumo de combustible en Chile, Colombia y Perú, mayores costos por compras de energía en Colombia, Perú y Chile, y mayores gastos de transporte en Chile.
- El resultado financiero alcanzó un gasto de Ch\$ 146.034 millones, incrementándose en un 20,4% respecto al gasto registrado en 2011, principalmente por la actualización de la contingencia con la SUNAT en Perú y por menores ingresos financieros por la menor disponibilidad de caja.
- El resultado de inversiones en empresas asociadas disminuyó un 4,9% y registró un valor de Ch\$ 116.945 millones, debido principalmente al menor resultado neto de Endesa Brasil asociado en parte a mayores costos de transporte y de compra de energía, el cual fue compensado parcialmente por un mayor resultado en GNL Quintero en 2012.

Comportamiento de las operaciones por país

- En Colombia, el EBITDA creció en un 29,3%, equivalente a un alza por Ch\$ 85.320 millones, debido principalmente a:
 - Mayores ingresos de explotación por Ch\$ 81.581 millones debido a un incremento de 7,9% en las ventas físicas asociada a una mayor generación hidroeléctrica, y a un 8,3% de alza en el precio promedio de venta de energía expresado en pesos debido a un mayor precio de bolsa registrado desde agosto de 2012.
 - 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 en el resultado operacional de Ch\$ 43.533 millones en 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 asociado fundamentalmente al 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 se redujo en un 1,0%, equivalente a una variación de Ch\$ 1.372 millones, producto de:
 - El 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 a nivel de gastos de personal por Ch\$ 14.572 millones.
 - Mayores costos por compras de energía por Ch\$ 14.743 millones en 2012 producto de mayores compras físicas en el mercado spot para suplir las mantenciones de plantas, unido a mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 6.107 millones debido en parte a una mayor generación con diesel 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 de 15,3% 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.
- En Chile, el EBITDA disminuyó un 40,9%, equivalente a una variación de Ch\$ 202.925 millones, principalmente por:
 - Menores ingresos de explotación por Ch\$ 113.073 millones debido 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, unido a la ausencia de ingresos por concepto de RM88. Adicionalmente, las ventas físicas decrecieron en un 3,6% como consecuencia del término de contratos de Gasatacama y de una menor disponibilidad hídrica. Lo anterior fue parcialmente compensado por la indemnización acordada con la compañía aseguradora por concepto de pérdida de beneficios por Ch\$ 55.057 millones, como consecuencia del siniestro del 27 de febrero de 2010.
 - Mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 53.099 millones debido 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.
 - 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 se redujo en un 45,6%, equivalente a una variación de Ch\$ 21.064 millones, debido principalmente a:
 - Menores ingresos de explotación en Endesa Costanera por Ch\$ 46.684 millones como consecuencia de un menor reconocimiento de costos operacionales y de mano de obra, y de un menor pago por potencia, 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.
 - Mayores gastos de personal por Ch\$ 3.396 millones debido en gran parte a una negociación sindical y a una mayor dotación de personal.
 - Esto fue parcialmente compensado por un alza de Ch\$ 852 millones en los ingresos de El Chocón producto de mayores ventas físicas en el mercado spot asociada a la mayor generación hidroeléctrica del período, unido a menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 27.834 millones en Endesa Costanera asociados a una menor generación con gasoil.

Resumen Financiero

- La deuda consolidada al 31 de diciembre de 2012 alcanzó US\$ 4.080 millones, aumentando en un 8,2% con respecto a diciembre de 2011.
- La tasa de interés promedio, importante factor de costos, disminuyó de un 8,9% a un 7,8%. Esto se debe principalmente a las mejores condiciones en la inflación, y en menor medida por efectos de comisiones y de tasa.
- La cobertura de gastos financieros disminuyó de 6,52 a 5,18 veces (acumulado).

- La liquidez, un factor clave para nuestra administración financiera, sigue estando en una posición sólida, como mostramos a continuación:
 - Líneas de crédito comprometidas consolidadas: US\$ 404 millones disponibles en el mercado local e internacional.
 - Líneas de crédito no comprometidas consolidadas: US\$ 560 millones disponibles en los mercados de capitales en que operamos.
 - Caja y caja equivalente a nivel consolidado: US\$ 630 millones.
- Cobertura y protección:

Endesa Chile, tanto en la matriz como en sus filiales, busca mantener un equilibrio en su estructura de deuda para reducir los impactos de la volatilidad de las tasas de interés en los resultados financieros y también mantener un balance entre los flujos indexados al dólar y los activos y pasivos en dicha moneda. Para esto, utiliza instrumentos de cobertura para proteger los flujos de caja de los riesgos de las variaciones de los tipos de cambio y las tasas de interés. Al 31 de diciembre de 2012, el detalle de los instrumentos derivados es el siguiente:

 - Swaps de tasa de interés por US\$ 265 millones, para fijar la tasa de interés.
 - Cross currency swaps por US\$ 486 millones (cobertura parcial UF/USD y PEN/USD de bonos locales) y forwards por US\$ 28 millones, con el objetivo de disminuir el riesgo de tipo de cambio.

Los instrumentos antes mencionados son permanentemente evaluados y ajustados según variables macroeconómicas relevantes, con el objeto de alcanzar los niveles más eficientes de protección.

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 Sudamérica 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 los últimos 12 meses: 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).
- El precio de la acción de Endesa Chile en el mercado local tuvo un crecimiento de 1,6% durante los últimos 12 meses, variación favorable dado el incierto escenario económico en el mundo, especialmente en la zona europea, y la sequía que ha afectado a Chile durante 3 años consecutivos. El precio de cierre fue de \$778,1 al 31 de diciembre de 2012.
- Por su parte, el precio del ADR presentó un incremento de 10,1%, alcanzando un precio de US\$48,8, en tanto que el precio de la acción de Endesa Chile en Madrid se incrementó en 7,7% para cerrar con un precio de €\$ 1,21 al 31 de diciembre de 2012.
- Durante los últimos 12 meses, Endesa Chile 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 mas 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

Fuente: Bloomberg

Resumen de Clasificación de Riesgo

- Los actuales ratings de Endesa Chile se sustentan en el diversificado portafolio de activos, la fortaleza de los indicadores financieros, el perfil de vencimientos adecuados y amplia liquidez. La diversificación geográfica de la compañía en Sudamérica permite una cobertura natural frente a las distintas regulaciones y condiciones climáticas. Las filiales de Endesa Chile tienen una posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.
- Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Endesa Chile con perspectivas estables el 18 de junio de 2012.
- En la misma línea, Standard & Poor's (19 de octubre de 2012) confirmó la clasificación internacional para Endesa Chile en "BBB+" con perspectivas estables. Esto tuvo lugar con motivo de la revisión realizada a Enel SpA y Endesa España en días anteriores, donde se mantuvieron ambas clasificaciones pero con una rebaja en las perspectivas desde estables a negativas, producto de la rebaja aplicada a España.
- El 19 de diciembre de 2012, Fitch Rating ratificó la clasificación de riesgo en moneda local y extranjera de Endesa Chile en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA(cl)'. Las perspectivas son "estables".
- Finalmente, 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, ratificando además las perspectivas estables.
- Las actuales clasificaciones de riesgo son:

Clasificación de riesgo internacional:

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

Clasificación de riesgo local:

Endesa Chile	Feller Rate	Fitch
Acciones	1º clase, Nivel 1	1º clase, Nivel 1
Bonos	AA / Estable	AA / Estable

I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. - Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas mayoritarios de Endesa Chile al cierre de diciembre de 2012 fue una utilidad de Ch\$ 234.335 millones, comparado con los Ch\$ 446.874 millones de utilidad registrados en el ejercicio anterior, representando una disminución de 47,6%.

Un comparativo de cada uno de los ítems del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de pesos)	dic-12	dic-11	Variación dic 12-dic 11	% Variación dic 12-dic 11
INGRESOS	2.369.386	2.404.490	(35.104)	(1,5%)
Ventas	2.301.821	2.387.451	(85.630)	(3,6%)
Otros ingresos de explotación	67.565	17.039	50.526	296,5%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.328.702)	(1.217.260)	(111.442)	(9,2%)
Consumo de energía	(308.298)	(262.755)	(45.543)	(17,3%)
Consumo de combustibles	(750.782)	(707.141)	(43.641)	(6,2%)
Gastos de transporte y otros servicios	(228.717)	(194.069)	(34.648)	(17,9%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(40.905)	(53.295)	12.390	23,2%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.040.684	1.187.230	(146.546)	(12,3%)
Trabajos para el inmovilizado	12.763	10.598	2.165	20,4%
Gastos de personal	(106.975)	(80.389)	(26.586)	(33,1%)
Otros gastos fijos de explotación	(112.622)	(143.548)	30.926	21,5%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	833.850	973.891	(140.041)	(14,4%)
Depreciación y amortización	(190.523)	(176.447)	(14.076)	(8,0%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(11.117)	(9.473)	(1.644)	(17,4%)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	632.210	787.971	(155.761)	(19,8%)
RESULTADO FINANCIERO	(146.034)	(121.296)	(24.738)	(20,4%)
Ingresos financieros	14.922	28.039	(13.117)	(46,8%)
Gastos financieros	(149.225)	(137.535)	(11.690)	(8,5%)
Resultados por unidades de reajuste	(991)	(5.333)	4.342	81,4%
Diferencias de cambio	(10.740)	(6.467)	(4.273)	66,1%
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	118.337	125.044	(6.707)	(5,4%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	116.945	123.033	(6.088)	(4,9%)
Resultados de otras inversiones	657	1.038	(381)	(36,7%)
Resultados en ventas de activo	735	973	(238)	(24,5%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	604.513	791.719	(187.206)	(23,6%)
Impuesto sobre sociedades	(185.470)	(210.564)	25.094	11,9%
RESULTADO DEL EJERCICIO	419.043	581.155	(162.112)	(27,9%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	234.335	446.874	(212.539)	(47,6%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	184.708	134.281	50.427	37,6%
Utilidad por Acción \$	28,6	54,5	(25,9)	(47,6%)

Resultado de explotación

Al 31 de diciembre de 2012, el resultado de explotación fue de Ch\$ 632.210 millones, un 19,8% menos respecto a los Ch\$ 787.971 millones que se registraron a diciembre de 2011.

Este menor resultado tiene como principales causas menores ingresos operacionales como consecuencia de un menor precio promedio de venta de energía, mayores costos por compras de energía por Ch\$ 45.543 millones, mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 43.641 millones, mayores costos de transporte por Ch\$ 34.648 millones. Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por menores costos de Otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 12.390 millones y menores Otros Gastos Fijos de Explotación de Ch\$ 30.926 millones, que reflejan el impacto negativo del efecto no recurrente de la reforma sobre el Impuesto al Patrimonio impulsada por el Gobierno de Colombia, que implicó registrar durante el primer trimestre del año anterior, el monto total que se pagará por este concepto en el periodo 2011-2014.

El EBITDA de Endesa Chile o resultado bruto de explotación, disminuyó un 14,4% respecto del ejercicio anterior, alcanzando Ch\$ 833.850 millones, lo que no incluye la contribución de la inversión en Endesa Brasil, la cual no está consolidada en Endesa Chile, y cuyos resultados están considerados bajo participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación, y que a diciembre de 2012 ascendió a Ch\$ 107.504 millones.

El comportamiento de las ventas y compras físicas corresponde al siguiente detalle:

2012 (GWh)	Endesa y Filiales Cerradas	Pehuenche	Endesa SIC Consolidada	Endesa SING Consolidada	Total Chile Consolidado
Total generación de energía	16.397,9	2.624,6	19.022,5	1.171,7	20.194,2
Generación hidroeléctrica	8.596,0	2.624,6	11.220,7	-	11.220,7
Generación térmica	7.648,4	-	7.648,4	1.171,7	8.820,1
Generación eólica	153,4	-	153,4	-	153,4
Compras de energía	7.534,0	155,1	1.520,9	197,8	1.718,7
Compras a empresas generadoras relacionadas	6.168,2	-	6.168,2	-	6.168,2
Compras a otros generadores	12,7	-	12,7	-	12,7
Compras en el spot	1.353,1	155,1	1.508,2	197,8	1.706,0
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	616,9	9,5	626,4	10,3	636,8
Total ventas de energía	23.315,2	2.770,2	19.917,6	1.359,2	21.276,8
Ventas a precios regulados	13.971,3	-	13.971,3	-	13.971,3
Ventas a precios no regulados	4.752,7	318,2	5.070,9	1.263,5	6.334,4
Ventas al spot	430,4	445,1	875,5	95,7	971,1
Ventas a empresas generadoras relacionadas	4.160,8	2.006,9	6.167,8	-	6.167,8
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	46.287,6	46.287,6	46.287,6	14.830,8	61.118,4
Participación sobre las ventas (%)	41,4%	1,6%	43,0%	9,2%	34,8%

2011 (GWh)	Endesa y Filiales Cerradas	Pehuenche	Endesa SIC Consolidada	Endesa SING Consolidada	Total Chile Consolidado
Total generación de energía	15.804,5	2.983,2	18.787,8	1.933,8	20.721,6
Generación hidroeléctrica	8.932,5	2.983,2	11.915,7	-	11.915,7
Generación térmica	6.740,2	-	6.740,2	1.933,8	8.674,0
Generación eólica	131,9	-	131,9	-	131,9
Compras de energía	7.237,8	221,2	935,1	841,8	1.776,9
Compras a empresas generadoras relacionadas	6.523,9	-	6.523,9	-	6.523,9
Compras a otros generadores	84,0	-	84,0	-	84,0
Compras en el spot	629,9	221,2	851,0	841,8	1.692,8
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	382,5	8,6	391,1	38,2	429,4
Total ventas de energía	22.659,8	3.195,7	19.332,1	2.737,4	22.069,5
Ventas a precios regulados	12.700,2	-	12.700,2	780,6	13.480,8
Ventas a precios no regulados	4.621,0	259,7	4.880,7	1.891,0	6.771,6
Ventas al spot	819,9	931,4	1.751,3	65,8	1.817,1
Ventas a empresas generadoras relacionadas	4.518,7	2.004,7	6.523,4	-	6.523,4
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	43.805,4	43.805,4	43.805,4	14.272,3	58.077,8
Participación sobre las ventas (%)	41,4%	2,7%	44,1%	19,2%	38,0%

Filiales sociiedades anónimas cerradas

2012 (GWh)	Costanera	Chocón	Tot. Argentina	Chile	Colombia	Perú	Extranjero	Total Cons.
Total generación de energía	8.488,0	2.801,0	11.289,0	20.194,2	13.294,0	8.740,3	33.323,2	53.517,4
Generación hidroeléctrica	-	2.801,0	2.801,0	11.220,7	12.692,4	4.598,9	20.092,3	31.313,0
Generación térmica	8.488,0	-	8.488,0	8.820,1	601,6	4.141,3	13.230,9	22.051,0
Generación eólica	-	-	-	153,4	-	-	-	153,4
Compras de energía	248,8	395,9	644,7	1.718,7	3.152,6	1.017,7	4.815,1	6.533,8
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	6.168,2	-	-	-	6.168,2
Compras a otros generadores	-	-	-	12,7	257,6	-	257,6	270,3
Compras en el spot	248,8	395,9	644,7	1.706,0	2.895,0	1.017,7	4.557,5	6.263,5
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	82,1	-	82,1	636,8	142,3	170,7	395,1	1.031,8
Total ventas de energía	8.654,7	3.196,9	11.851,6	21.276,8	16.304,3	9.587,3	37.743,2	59.020,1
Ventas a precios regulados	-	-	-	13.971,3	8.682,5	6.209,6	14.892,1	28.863,5
Ventas a precios no regulados	844,6	1.310,9	2.155,4	6.334,4	3.036,9	2.882,2	8.074,6	14.408,9
Ventas al spot	7.810,2	1.886,0	9.696,2	971,1	4.584,8	495,5	14.776,5	15.747,6
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	6.167,8	-	-	-	6.167,8
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	121.311,2	121.311,2	121.311,2	61.118,4	84.826,1	33.636,0	-	-
Participación sobre las ventas (%)	7,1%	2,6%	9,8%	34,8%	19,2%	28,5%	-	-

2011 (GWh)	Costanera	Chocón	Tot. Argentina	Chile	Colombia	Perú	Extranjero	Total Cons.
Total generación de energía	8.396,5	2.404,4	10.800,9	20.721,6	12.090,4	9.153,0	32.044,3	52.765,9
Generación hidroeléctrica	-	2.404,4	2.404,4	11.915,7	11.620,3	4.614,6	18.639,3	30.555,0
Generación térmica	8.396,5	-	8.396,5	8.674,0	470,1	4.538,4	13.405,0	22.079,0
Generación eólica	-	-	-	131,9	-	-	-	131,9
Compras de energía	185,2	483,3	668,4	1.776,9	3.163,4	469,2	4.301,1	6.078,0
Compras a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	6.523,9	-	-	-	6.523,9
Compras a otros generadores	-	-	-	84,0	574,5	-	574,5	658,6
Compras en el spot	185,2	483,3	668,4	1.692,8	2.588,9	469,2	3.726,6	5.419,4
Pérdidas de transmisión, consumos propios y otros	88,4	-	88,4	429,4	142,1	172,6	403,1	832,5
Total ventas de energía	8.493,3	2.887,7	11.381,0	22.069,5	15.111,8	9.449,5	35.942,3	58.011,8
Ventas a precios regulados	-	-	-	13.480,8	7.639,1	6.037,8	13.676,9	27.157,7
Ventas a precios no regulados	737,4	1.407,5	2.144,9	6.771,6	2.904,6	2.593,7	7.643,2	14.414,8
Ventas al spot	7.755,9	1.480,2	9.236,1	1.817,1	4.568,1	818,0	14.622,2	16.439,3
Ventas a empresas generadoras relacionadas	-	-	-	6.523,4	-	-	-	6.523,4
VENTAS TOTALES DEL SISTEMA	116.417,5	116.417,5	116.417,5	58.077,8	80.502,2	31.775,3	-	-
Participación sobre las ventas (%)	7,3%	2,5%	9,8%	38,0%	18,8%	29,7%	-	-

En resumen, los ingresos, costos y resultados de explotación por país de Endesa Chile y filiales, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, se muestran a continuación:

Resultado Operacional por País

millones de pesos

PAÍS	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Totales	
	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Ingresos de explotación	1.163.621	1.276.694	344.178	390.136	580.125	498.544	282.124	239.841	2.369.386	2.404.490
% s/consolidado	49%	53%	15%	16%	24%	21%	12%	10%	100%	100%
Costos de explotación	(981.190)	(871.459)	(341.705)	(359.982)	(242.474)	(244.998)	(181.226)	(135.357)	(1.737.176)	(1.616.519)
% s/consolidado	56%	54%	20%	22%	14%	15%	10%	9%	100%	100%
Resultado operacional	182.431	405.235	2.473	30.154	337.651	253.546	100.898	104.484	632.210	787.971

Los ingresos, costos y resultados de explotación por filiales de Endesa Chile, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, se muestran a continuación:

Millones Ch\$	2012			2011		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Endesa Costanera	295.140	(317.228)	(22.088)	341.824	(335.345)	6.480
Chocón	49.193	(24.328)	24.865	48.341	(24.599)	23.742
Vehículos de inversión en Argentina	-	(304)	(304)	-	(68)	(68)
Edegel	282.124	(181.072)	101.053	239.841	(135.187)	104.655
Vehículos de inversión en Perú	-	(155)	(155)	-	(170)	(170)
Emgesa	580.151	(242.490)	337.661	498.569	(245.061)	253.508
Vehículos de inversión en Colombia	(26)	16	(10)	(25)	63	37
Ajustes de Consolidación filiales extranjeras	(817)	9.574	8.757	(755)	(4.694)	(5.448)
Endesa Chile y filiales chilenas	1.163.621	(981.190)	182.431	1.276.694	(871.459)	405.235
Total Consolidado	2.369.386	(1.737.176)	632.210	2.404.490	(1.616.519)	787.971

Análisis por País

Chile

Los menores ingresos de explotación por Ch\$ 113.073 millones durante el año 2012 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, unido además a la ausencia de ingresos por concepto de RM88 (Ch\$ 68.340 millones registrados en 2011). Adicionalmente, las ventas físicas decrecieron en un 3,6% como consecuencia del término de contratos de Gasatacama y de una menor disponibilidad hídrica.

Lo anterior fue parcialmente compensado por la indemnización acordada con la compañía aseguradora por concepto de pérdida de beneficios por Ch\$ 55.057 millones, como consecuencia del siniestro del 27 de febrero de 2010.

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.

Dado lo anterior, el resultado de explotación se redujo en un 55,0% al totalizar Ch\$ 182.431 millones, en tanto que el EBITDA del negocio en Chile alcanzó Ch\$ 292.702 millones en diciembre de 2012, lo que representa una disminución de 40,9% respecto al año anterior.

Argentina

El resultado de explotación se redujo en Ch\$ 27.681 millones durante el año 2012 como resultado principalmente de una disminución de 11,8% 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.

Los gastos de personal aumentaron en Ch\$ 3.396 millones en 2012 debido en gran parte a una negociación sindical y a una mayor dotación de personal en Endesa Costanera. Esto fue parcialmente compensado por un alza de Ch\$ 852 millones en los ingresos de El Chocón producto de mayores ventas físicas en el mercado spot asociada a la mayor generación hidroeléctrica del período, unido a menores costos por consumo de combustible por Ch\$ 27.834 millones en Endesa Costanera asociados a una menor generación con gasoil.

Dado lo anterior, el EBITDA de las operaciones en Argentina totalizó Ch\$ 25.166 millones, inferior en un 45,6% respecto a 2011, en tanto que el EBITDA de Endesa Costanera pasó de una ganancia por Ch\$ 19.735 millones en 2011 a una pérdida por Ch\$ 1.981 millones en 2012. Esto fue parcialmente compensado por el alza de 3,3% en el EBITDA de El Chocón, el cual totalizó Ch\$ 27.451 millones en 2012.

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.

Colombia

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia mostró un crecimiento de un 33,2% registrando un total de Ch\$ 337.651 millones en 2012, como consecuencia principalmente de los mayores ingresos de explotación por Ch\$ 81.581 millones. Lo anterior se debió a un incremento de 7,9% en las ventas físicas asociada a una mayor generación hidroeléctrica, y a un 8,3% de alza en el precio promedio de venta de energía expresado en pesos debido a un mayor precio de bolsa registrado desde agosto de 2012.

El resultado de explotación fue favorecido también 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 en el resultado operacional de Ch\$ 43.533 millones en 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 asociado fundamentalmente al 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.

Dado lo anterior, el EBITDA, o resultado bruto de explotación en Colombia, aumentó en un 29,3% respecto a 2011, alcanzando un total de Ch\$ 376.145 millones en 2012.

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\$ 100.898 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 para suplir las mantenciones de plantas, unido a mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 6.107 millones debido en parte a una mayor generación con diesel 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 de 15,3% 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.

Dado lo anterior, el EBITDA del negocio en Perú, o resultado bruto de explotación, alcanzó Ch\$ 139.837 millones en 2012, lo que representa una disminución de 1,0% respecto a 2011.

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.

Resultado Financiero

El resultado financiero de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2012 alcanzó una pérdida de Ch\$ 146.034 millones, incrementándose en 20,4% respecto al cierre de diciembre de 2011 que alcanzó los Ch\$ 121.296 millones negativo. Las principales variaciones de este resultado se generan por un mayor gasto financiero por Ch\$ 11.690 millones, una mayor pérdida por diferencia de cambio por Ch\$ 4.273 millones, un menor ingreso financiero por Ch\$ 13.117 millones, compensado por un mayor ingreso por reajustes de Ch\$ 4.342 millones.

Otros Resultados e Impuestos

Los resultados originados por la participación en empresas relacionadas alcanzaron los Ch\$ 116.945 millones a diciembre de 2012, disminuyendo un 4,9% respecto de diciembre de 2011. Este resultado se compone en su mayoría

por la participación proporcional de los resultados provenientes de Brasil de la coligada Endesa Brasil S.A. cuya contribución ascendió a Ch\$ 107.504 millones.

Los impuestos a las ganancias disminuyeron en un 11,9%, equivalente a Ch\$ 25.094 millones comparado con 2011.

2. - Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-12	dic-11	Variación dic 12 - dic 11	% Variación dic 12 - dic 11
Activos Corrientes	834.986	960.055	(125.069)	(13,0%)
Activos No Corrientes	5.653.704	5.601.958	51.746	0,9%
Total Activos	6.488.690	6.562.013	(73.323)	(1,1%)

Los Activos Totales de la compañía presentan a diciembre de 2012 una disminución de Ch\$ 73.323 millones respecto de diciembre de 2011, que se debe principalmente a:

- Disminución de los Activos Corrientes por Ch\$ 125.069 millones equivalente a un 13,0% principalmente por:
 - Disminución en efectivo y equivalente al efectivo por Ch\$ 144.487 millones, principalmente por los menores depósitos a plazo y pactos de Endesa Chile por Ch\$ 187.444 millones, compensado en Emgesa por una mayor recaudación operativa neta de pago de dividendos por Ch\$ 51.513 millones.
 - Disminución en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por Ch\$ 65.749 millones.
 - Disminución en cuentas por cobrar a empresas relacionadas por Ch\$ 21.521 millones.
 - Lo anterior fue compensado por aumentos en los rubros de inventarios por Ch\$ 9.754 millones y en activos por impuestos por Ch\$ 69.854 millones.
- Aumento de los Activos No Corrientes por Ch\$ 51.746 millones, que se explica principalmente por:
 - Aumento en propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 55.558 millones, originado principalmente por las inversiones del ejercicio Ch\$ 289.199 millones, compensado por Ch\$ 186.803 millones de depreciación, efectos negativos de conversión por Ch\$ 39.164 millones y pérdidas por deterioro en Celta por Ch\$ 12.578 millones.
 - Aumento en otros activos financieros por Ch\$ 19.804 millones, principalmente por derivados financieros.
 - Lo anterior fue compensado por una disminución en activos por impuestos diferidos por Ch\$ 29.194 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-12	dic-11	Variación dic 12 - dic 11	% Variación dic 12 - dic 11
Pasivos Corrientes	1.085.498	937.229	148.269	15,8%
Pasivos No Corrientes	1.968.548	2.183.644	(215.096)	(9,9%)
Patrimonio Neto	3.434.644	3.441.140	(6.496)	(0,2%)
Dominante	2.541.243	2.558.538	(17.295)	(0,7%)
Minoritario	893.401	882.602	10.799	1,2%
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.488.690	6.562.013	(73.323)	(1,1%)

Los Pasivos Totales de la compañía presentan una disminución de Ch\$ 73.323 millones respecto de diciembre de 2011, que se debe principalmente a:

- Disminución de los Pasivos No Corrientes por Ch\$ 215.096 millones, equivalentes a un 9,9%, explicado principalmente por las variaciones en:
 - Disminución en Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 202.442 millones, principalmente en Endesa Chile por el traspaso al corto plazo de bonos en U.F. y bono dólar 144-A por Ch\$ 286.936 millones y disminución por diferencia de cambio por Ch\$ 45.398 millones. En Endesa Costanera se produjo una disminución de Ch\$ 49.749 millones, principalmente por el traspaso al corto plazo de la deuda con

Mitsubishi. En Edegel hubo una disminución por Ch\$ 30.399 millones principalmente por diferencia de conversión de Ch\$ 9.693 millones y traspaso al corto plazo de préstamos, bonos y leasing por Ch\$ 20.849 millones, compensado por el traspaso desde el corto plazo de la deuda sindicada de Emgesa por Ch\$ 82.656 millones, emisión de bonos para el proyecto Quimbo por Ch\$ 135.502 millones y diferencia de conversión de Ch\$ 8.864 millones.

- Disminución en Otros pasivos no financieros no corrientes por Ch\$ 16.181 millones, Emgesa disminuye en Ch\$ 10.460 millones principalmente por pago de la tercera cuota del impuesto al patrimonio, Gasatacama disminuye Ch\$ 1.925 millones principalmente por concepto de la obligación con AFIP de Argentina y San Isidro disminuye en Ch\$ 2.569 millones por el traspaso al corto plazo del contrato LTSA Mitsubishi, el cual se canceló en el último trimestre.
- Disminución de los pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 6.995 millones.
- Lo anterior fue compensado por un aumento en el rubro Otras provisiones no corrientes, por el registro de provisiones por desmantelamiento de Centrales de Endesa Chile por Ch\$ 5.089 millones.
- Aumento de los Pasivos Corrientes en Ch\$ 148.269 millones, equivalente a un 15,8%, que se explica principalmente por:
 - Aumento en otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 107.549 millones, principalmente en Endesa Chile por el traspaso desde el largo plazo de bonos en U.F. por Ch\$ 90.134 millones, bono dólar 144-A por Ch\$ 192.100 millones, devengo de intereses por Ch\$ 53.452 millones, compensado por pagos de intereses y préstamos bancarios por Ch\$ 56.221 millones y pago de bonos serie F y K por Ch\$ 121.210 millones. En Endesa Costanera hubo un aumento por Ch\$ 45.095 millones, principalmente por el traspaso desde el largo plazo de la deuda con Mitsubishi y Crédito Suisse por Ch\$ 51.409 millones, diferencia de cambio por Ch\$ 5.739 millones y diferencia de conversión negativa por Ch\$ 16.319 millones, compensado por una disminución en Emgesa por el traspaso al largo plazo del crédito sindicado por Ch\$ 82.656 millones.
 - Aumento en el rubro de cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 78.214 millones.
 - Lo anterior fue compensado por una disminución en cuentas comerciales y otras cuentas por pagar y pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 39.353 millones.
- El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 6.496 millones respecto de diciembre de 2011. El dominante disminuyó en Ch\$ 17.295 millones, explicado mayormente por el registro del dividendo mínimo año 2012 y definitivo año 2011 por Ch\$ 159.675 millones, disminución en la reserva de conversión por Ch\$ 119.074 millones. Lo anterior fue compensado por la utilidad del ejercicio por Ch\$ 234.335 millones, un incremento en la reserva de cobertura por Ch\$ 30.382 millones.
- La participación de los minoritarios aumentó en Ch\$ 10.799 millones, producto principalmente del resultado del minoritario por Ch\$ 184.708 millones, compensado con los registros de los dividendos mínimo y definitivo por Ch\$ 167.164 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

Indicador		Unidad	dic-12	dic-11	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,77	1,02	(0,25)	(24,5%)
	Razón Acida (1)	Veces	0,70	0,96	(0,26)	(27,1%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(250.512)	22.826	(273.338)	(1197,5%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,89	0,91	(0,02)	(2,2%)
	Deuda Corto Plazo	%	35,5%	30,0%	5,5%	18,3%
	Deuda Largo Plazo	%	64,5%	70,0%	(5,5%)	(7,9%)
Rentabilidad	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	5,18	6,52	(1,34)	(20,6%)
	Resultado explotación/ingresos explotación	%	26,7%	32,8%	(6,1%)	(18,6%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	9,2%	18,1%	(8,9%)	(49,3%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	6,4%	9,2%	(2,8%)	(30,4%)

(1) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados) / Pasivo corriente

(2) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

El índice de liquidez a diciembre de 2012 alcanza a 0,77 veces, presentando una disminución equivalente a 24,5% respecto de diciembre de 2011. Sin embargo, lo anterior refleja una compañía con una sólida posición de liquidez, cumpliendo sus obligaciones con bancos y financiando sus inversiones con los excedentes de caja y mostrando un adecuado calendario de vencimiento de sus deudas.

La razón de test ácido alcanzó 0,70 veces, lo que corresponde a una disminución de 27,1% respecto de diciembre de 2011, básicamente explicado por la disminución en el activo corriente en el rubro de efectivo y equivalentes al efectivo, y al aumento en el pasivo corriente en el rubro de otros pasivos financieros corrientes y cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,89 veces a diciembre de 2012, mostrando una disminución de 2,2% respecto de diciembre de 2011.

3. - Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio 2012 un flujo neto negativo de Ch\$ 142.429 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de \$)	dic-12	dic-11	Variación dic 12 - dic 11	% Variación dic 12 - dic 11
de la Operación	554.258	685.106	(130.848)	(19,1%)
de Inversión	(258.168)	(195.026)	(63.142)	32,4%
de Financiamiento	(438.519)	(416.554)	(21.965)	5,3%
Flujo neto del ejercicio	(142.429)	73.526	(215.955)	(293,7%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 554.258 millones, lo que representa una disminución de un 19,1% respecto de diciembre de 2011. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 2.557.471 millones, compensado por pagos a proveedores de suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.553.990 millones y pagos de impuestos por Ch\$ 213.483 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 258.168 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 261.759 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 438.519 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por Ch\$ 380.333 millones, intereses pagados por Ch\$ 125.167 millones, pago de préstamos y arrendamientos financieros por Ch\$ 263.179 millones, compensado por el cobro de préstamos a empresas relacionadas y terceros por Ch\$ 444.453 millones.

Información Plantas y Equipos por Compañía

(millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	dic-12	dic-11	dic-12	dic-11
Endesa Matriz	60.395	116.857	53.004	47.610
Endesa Eco	1.941	2.637	7.379	7.090
Pehuenche	460	210	8.568	8.531
San Isidro	6.653	6.206	10.576	8.475
Pangue	67	181	1.291	3.874
Celta	4.797	1.506	2.823	2.802
Enigesa	38	11	89	267
Ingendesa	-	-	16	85
Túnel El Melón	143	31	53	53
EASA (Grupo)	21.985	33.878	22.694	16.076
Emgesa	149.332	86.834	37.419	36.239
Generandes Perú (Grupo)	12.485	14.953	38.739	36.580
Transquillota	31	946	344	337
Hidroaysén	2.734	6.335	47	47
Gas Atacama	1.520	660	5.482	5.542
Adjustments	(822)	(4.577)	(1.721)	(656)
Total Consolidado	261.759	266.668	186.803	172.952

II.- Inversiones

Endesa Chile tiene actualmente en construcción un proyecto y se encuentra estudiando una serie de otras iniciativas en Sudamérica, en diferentes niveles de avance.

En Chile, en la región del Biobío, luego de conflictos con la comunidad local y una vez realizadas las reparaciones de los daños causados por el terremoto del 27 de febrero de 2010, se sincronizó la unidad de Bocamina II al SIC llegando a 350 MW, y se declaró su operación comercial el 29 de octubre de 2012. Por otro lado, se está trabajando en la elaboración de un nuevo EIA (Estudio de Impacto Ambiental) para declarar las modificaciones de proyecto, como la potencia instalada de 370 MW (optimización del proyecto) y otros compromisos con la comunidad como mitigadores acústicos y acceso peatonal al borde costero, cuya entrega a trámite se espera realizar durante el 2013.

En Colombia, al sur del departamento del Huila, se está construyendo la central hidroeléctrica El Quimbo, de la filial Emgesa, con una capacidad de 400 MW 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 30 de septiembre de 2012 finalizó la construcción del puente sobre el río Páez, quedando operativo para el transporte de materiales, y el 2 de noviembre finalizaron los trabajos para el desvío definitivo del río Magdalena. Respecto al contrato de equipamiento, el 3 de diciembre de 2012 se recibieron los primeros suministros en obra correspondientes a piezas de la turbina de la primera unidad.

Entre los proyectos de inversión que Endesa Chile está estudiando se encuentra HidroAysén, complejo hidroeléctrico de 2.750 MW de capacidad con una generación media estimada de 18.430 GWh/año. Respecto del proceso de calificación ambiental de este complejo hidroeléctrico, el 9 de mayo de 2011, el Comité de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén aprobó el Estudio de Impacto Ambiental. El procedimiento administrativo concluirá dentro de los próximos meses con la resolución del Comité de Ministros sobre las reclamaciones a la Resolución de Calificación Ambiental presentadas por participantes del proceso de evaluación.

En Argentina, desde el año 2010 a la fecha, Endesa Costanera se ha abocado a la obtención y recuperación de recursos de parte de las Autoridades de Gobierno para mejorar el estado operativo de las turbinas de vapor de la central. Consecuentemente, se ha desarrollado un proceso de evaluación de las mejoras técnicas y de evaluación económica, remitiendo durante el mes de mayo de 2012 tanto la oferta como la propuesta elaborada por Endesa Costanera a la Secretaría de Energía. El día 23 de septiembre se firmó un memorándum de entendimiento con la Secretaría de Energía para la realización de trabajos de mejora de las instalaciones de generación. Actualmente, se está trabajando

en el contrato para implementar este principio de Acuerdo. Por otra parte, se continúa trabajando con el oferente seleccionado en la elaboración del documento técnico final y se está evaluando con éste un borrador de contrato. Con esta y otras iniciativas en curso, Endesa Costanera contribuirá en forma importante a asegurar el suministro de energía en la zona centro de la ciudad de Buenos Aires.

III. Sostenibilidad y Medio Ambiente

Como parte de su compromiso con el Desarrollo Sostenible Empresarial (DSE), Endesa Chile elaboró el Informe de Sostenibilidad 2011, décimo informe de la compañía, de acuerdo a las pautas internacionales que establece el Global Reporting Initiative (GRI), utilizando la Guía para elaboración de Memorias de Sostenibilidad en su tercera versión (GRI-G3.1) e incorporando los indicadores del Suplemento del Sector Eléctrico. Este informe fue sometido a un proceso de verificación externa por parte de la empresa auditora KPMG, y obtuvo de parte del GRI la máxima calificación por su nivel de aplicación, vale decir A+. El documento fue entregado en la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2012, distribuido a los principales grupos de interés de la empresa y publicado en su página web en inglés y español.

En agosto de 2012, se presentaron los resultados del VIII Ranking Nacional de Responsabilidad Social Empresarial que anualmente elaboran Fundación PROhumana, Revista Qué Pasa y la CPC. En la ocasión, Endesa Chile fue reconocida entre las empresas más responsables socialmente de Chile, ocupando el séptimo lugar y mejorando en cuatro posiciones respecto de su resultado en 2011.

Durante 2012, Endesa Chile realizó inspecciones ambientales en 17 instalaciones de un total de 29, lo que representa 58% de éstas. El objetivo de las inspecciones es verificar el cumplimiento permanente de la legislación ambiental y compromisos ambientales voluntarios de las instalaciones, detectar precozmente las condiciones ambientales sub-estándar, y promover las mejores prácticas ambientales entre las centrales de generación de Chile.

En noviembre de 2012, la empresa consultora GHD presentó a Endesa Chile el informe final de la Evaluación Expost del Plan de Relocalización de las familias Pehuenches por la construcción de la C.H. Ralco, correspondiente a las 72 familias que cumplieron los 10 años de vigencia del Plan de Asistencia de Continuidad. Este informe fue enviado a la Autoridad Ambiental.

En 2012, se publicó el Informe de Medio Ambiente Regional 2011, el cual consolida la gestión ambiental efectuada en 2011 por sus instalaciones, y las empresas filiales y coligadas en Sudamérica. Este informe está disponible a través del sitio Web de Endesa Chile.

Al cuarto trimestre de 2012, de las 29 instalaciones en operación que Endesa Chile tiene en el territorio nacional, 28 de ellas cursaron exitosamente sus auditorías de seguimiento o recertificación a sus Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) basados en la Norma ISO 14.001. La excepción la constituye la recién incorporada C.T. Bocamina II, debido a que ingresó al parque generador recién en octubre de 2012 y por ello aún no ha certificado un SGA. De este modo, al 31 de diciembre, el 94,1% de la potencia instalada de Endesa Chile posee un SGA certificado en la Norma ISO 14.001.

IV. Principales Riesgos Asociados a la Actividad de Endesa Chile

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 Endesa Chile.

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 71% 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 Endesa Chile según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	dic-12 %	dic-11 %
Tasa de interés fijo	71%	83%
Tasa de interés variable	29%	17%
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 Endesa Chile 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 Endesa Chile 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 swaps por 462 mil barriles de Brent para enero de 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el período febrero-junio de 2013 (Ver Nota 18.3.a).

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

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 16 y 18 y anexo N° 4, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo Endesa presenta una liquidez de M\$ 276.794.675 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 193.708.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo Endesa tenía una liquidez de M\$ 421.282.284 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 199.892.000 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.

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.

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

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

- Deuda.
- Derivados financieros.

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

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

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

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

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

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

Posiciones financieras	Saldo al	
	31-12-12 M\$	31-12-11 M\$
Tasa de interés	7.929.596	36.951.206
Tipo de cambio	1.503.495	3.122.801
Correlación	(2.609.351)	(470.475)
Total	6.823.740	39.603.532

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.

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$ 50 millones y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$ 50 millones, podría dar lugar al pago anticipado del crédito sindicado. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en la compañía, 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 este crédito.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Endesa Chile o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que excede 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 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.

V. Valor Libro y 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 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. 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.b 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 ejercicio.

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 Consolidado

Endesa Chile

- Con fecha 29 de febrero de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º 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 Pangue S.A., Central Eléctrica Tarapacá S.A., Inversiones Endesa Norte S.A., Enigesa, 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 9º y 10º inciso 2º 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 9º y 10º 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 regirá 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 9º y 10º inciso 2º 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 9º y 10º inciso 2º 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 9º y 10º inciso 2º 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 Pangue S.A., Central Eléctrica Tarapacá S.A., Inversiones Endesa Norte S.A., Enigesa, y Endesa Eco., informó 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 Pangue 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 1º de mayo de 2012.

- Con fecha 21 de Agosto de 2012, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º 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 querella criminal interpuesta por Tricahue y otros accionistas minoritarios de Pehuenche y se prevea 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 provisario con cargo al pago así efectuado, hacia todos los accionistas de Pehuenche. El valor de reparto de dicho dividendo provisario 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 artículo 9º y 10º inciso 2º 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 reconvencionalmente 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 N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 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 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 Energetické Strojárne 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 N° 18.045, y lo previsto en Norma de Carácter General N° 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 Energetické Strojárne 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 9º y 10º inciso 2º 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

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 Escalante 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 Berrios, 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 auditórium 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 provvisorio, 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.



24

estados financieros resumidos empresas filiales



Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales

(Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, en miles de pesos)

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA RESUMIDOS POR FILIAL	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Compañía Eléctrica San Isidro S.A. ⁽¹⁾		Empresa Eléctrica Pangue S.A. ⁽¹⁾		Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.		Endesa Inversiones Generales S.A. ⁽²⁾		Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. ⁽²⁾		Inversiones Endesa Norte S.A. ⁽³⁾	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Activos														
Activos Corrientes	53.256.062	56.656.641	55.979.598	68.986.331	-	34.480.062	18.675.677	33.507.950	-	2.135.743	-	15.084.336	-	46.551.966
Activos No Corrientes	226.377.096	234.329.669	204.177.544	80.436.055	-	131.950.788	72.323.119	78.813.461	-	3.362.257	-	521.994	-	100.031.261
Total Activos	279.633.158	290.986.310	260.157.142	149.422.386		166.430.850	90.998.796	112.321.411		5.498.000		15.606.330		146.583.227
Patrimonio Neto y Pasivos														
Pasivos Corrientes	67.804.287	77.321.477	109.528.212	71.968.185	-	44.091.140	10.274.500	15.031.457	-	957.510	-	13.817.940	-	42.367.522
Pasivos No Corrientes	43.781.640	38.778.571	22.365.000	9.751.338	-	13.223.971	4.390.710	5.726.043	-	88.779	-	243.720	-	22.904.207
Patrimonio Neto	168.047.231	174.886.262	128.263.930	67.702.863		109.115.739	76.333.586	91.563.911		4.451.711		1.544.670		81.311.498
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	168.047.231	174.886.262	128.263.930	67.702.863	-	109.115.739	76.333.586	91.563.911	-	4.451.711	-	1.543.178	-	81.169.963
Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.492	-	141.535
Total Patrimonio Neto y Pasivos	279.633.158	290.986.310	260.157.142	149.422.386		166.430.850	90.998.796	112.321.411		5.498.000		15.606.330		146.583.227
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL														
Total de Ingresos	374.992.089	195.058.863	279.882.830	244.476.078		119.052.485	38.465.781	40.441.559		5.779.615		16.036.067		131.157.884
Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	(29.700.696)	(33.628.231)	(189.483.739)	(175.677.108)	-	(13.102.925)	(37.576.017)	(35.586.710)	-	-	-	-	-	(90.115.291)
Margen de Contribución	345.291.393	161.430.632	90.399.091	68.798.970		105.949.560	889.764	4.854.849		5.779.615		16.036.067		41.042.593
Otros Gastos de Explotación	(11.778.567)	(14.688.968)	(14.814.345)	(11.464.580)	-	(5.743.632)	(20.147.851)	(7.067.456)	-	(4.019.430)	-	(15.892.709)	-	(15.744.078)
Resultado de Explotación	333.512.826	146.741.664	75.584.746	57.334.390		100.205.928	(19.258.087)	(2.212.607)		1.760.185		143.358		26.298.515
Ganancia (Pérdida) o Otros Resultados distintos de la Operación	(3.055.373)	(1.476.816)	(2.499.074)	(2.443.303)	-	(2.374.879)	1.311.187	1.161.878	-	82.462	-	(673.878)	-	(3.177.914)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	330.457.453	145.264.848	73.085.672	54.891.087		97.831.049	(17.946.900)	(1.050.729)		1.842.647		(530.520)		22.120.601
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(72.759.644)	(28.925.666)	(17.626.619)	(10.281.638)	-	(19.469.957)	2.717.390	2.197.070	-	(357.352)	-	(290.118)	-	(4.509.292)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto	257.697.809	116.339.182	55.459.053	44.609.449		78.361.092	(15.229.510)	1.146.341		1.485.295		(820.638)		17.611.309
Ganancia (Pérdida)	257.697.809	116.339.182	55.459.053	44.609.449		78.361.092	(15.229.510)	1.146.341		1.485.295		(820.638)		17.611.309
Estado de Otros Resultados Integrales:														
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	12.100	10.818	-	-	-	-	(816)	(7.376)	-	-	-	-	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales														
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a los Accionistas Mayoritarios	257.709.909	116.350.000	55.459.053	44.609.449	-	78.361.092	(15.230.326)	1.138.965	-	1.485.295	-	(820.638)	-	17.591.984
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.325
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	257.709.909	116.350.000	55.459.053	44.609.449		78.361.092	(15.230.326)	1.138.965		1.485.295		(820.638)		17.611.309
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO														
Capital emitido	218.818.329	218.818.329	130.137.033	39.005.904	-	91.131.129	103.099.643	103.099.643	-	3.055.838	-	2.600.176	-	92.571.642
Otras Reservas	(37.656.647)	(37.656.647)	(18.013.294)	(9.942.977)	-	(19.714.185)	(21.304.382)	(21.304.382)	-	(976.533)	-	(19.276)	-	(21.327.402)
Resultados retenidos	(13.114.451)	(6.275.420)	16.140.191	38.639.936	-	37.698.795	(5.461.675)	9.768.650	-	2.372.406	-	(1.037.722)	-	9.925.723
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	168.047.231	174.886.262	128.263.930	67.702.863		109.115.739	76.333.586	91.563.911		4.451.711		1.543.178		81.169.963
Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.492	-	141.535
Patrimonio Neto, Total	168.047.231	174.886.262	128.263.930	67.702.863		109.115.739	76.333.586	91.563.911		4.451.711		1.544.670		81.311.498
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL														
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	280.376.975	90.597.266	57.202.278	77.704.625	-	76.391.565	(6.528.486)	6.662.576	-	2.281.439	-	(6.748.694)	-	24.648.323
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(459.911)	(210.482)	30.299.922	(7.152.615)	-	(181.148)	6.489.885	(1.505.718)	-	(11.241)	-	(46.000)	-	(664.809)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(279.506.448)	(90.366.010)	(86.548.274)	(71.566.906)	-	(76.210.417)	45.091	(5.158.277)	-	(2.272.449)	-	6.186.941	-	(21.279.258)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	410.616	20.774	953.926	(1.014.896)	-	6.490	(1.419)	(2.251)	-	(607.753)	-	2.704.256	-	
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	23.052	2.278	498.523	1.513.352	-	29	3.736	5.155	-	2.375	-	888.115	-	26.792.871
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	433.668	23.052	1.452.449	498.523	-	29	10.226	3.736	-	124	-	280.362	-	29.497.126

(*)Estados Financieros Consolidados

(1) Con fecha 2 de mayo de 2012, Empresa Eléctrica Pangue 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.

	Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.		Endesa Argentina S.A. (*)		Southern Cone Power Argentina S.A.		Emgesa S.A. E.S.P.		Generandes Perú S.A. (*)		Endesa Eco S.A. (*)		Endesa Brasil S.A. (*)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
	5.671.843	29.481.896	42.430.318	90.657.711	24.347	39.229	285.719.119	239.044.005	80.363.361	75.650.050	71.411.465	5.437.267	760.292.146	711.159.450
	14.638.326	15.071.789	273.100.841	308.650.162	1.022.593	1.267.393	1.563.308.503	1.393.219.292	786.613.843	812.558.136	214.935.948	135.146.612	2.272.323.291	2.554.157.698
	20.310.169	44.553.685	315.531.159	399.307.873	1.046.940	1.306.622	1.849.027.622	1.632.263.297	866.977.204	888.208.186	286.347.413	140.583.879	3.032.615.437	3.265.317.148
	2.924.404	5.430.649	211.960.624	181.353.806	1.071	188.298	179.614.548	220.413.976	80.997.179	77.444.300	171.608.099	139.297.158	444.024.393	649.588.123
	9.068.755	11.437.055	62.998.738	130.697.313	-	-	757.392.281	530.859.723	282.137.010	317.338.453	31.283.666	8.360.757	861.339.706	929.712.165
	8.317.010	27.685.981	40.571.797	87.256.754	1.045.869	1.118.324	912.020.793	880.989.598	503.843.015	493.425.433	83.455.648	(7.074.036)	1.727.251.338	1.686.016.860
	8.317.010	27.685.981	16.064.309	37.877.670	1.045.869	1.118.324	912.019.025	880.987.548	266.179.818	261.190.388	83.304.467	(7.074.036)	1.239.270.779	1.192.214.064
	-	-	24.507.488	49.379.084	-	-	1.768	2.050	237.663.197	232.235.045	151.181	-	487.980.559	493.802.796
	20.310.169	44.553.685	315.531.159	399.307.873	1.046.940	1.306.622	1.849.027.622	1.632.263.297	866.977.204	888.208.186	286.347.413	140.583.879	3.032.615.437	3.265.317.148
	9.553.606	7.991.944	344.177.956	390.135.504	-	-	580.125.142	498.543.761	282.124.275	239.841.441	88.111.699	14.335.011	2.132.750.328	2.167.822.239
	(7.870)	(8.206)	(282.316.017)	(315.717.397)	-	-	(171.063.486)	(134.851.692)	(111.094.930)	(86.884.090)	(24.521.248)	(328.426)	(1.261.579.002)	(1.227.077.577)
	9.545.736	7.983.738	61.861.939	74.418.107	-	-	409.061.656	363.692.069	171.029.345	152.957.351	63.590.451	14.006.585	871.171.326	940.744.662
	(3.609.980)	(3.259.989)	(59.380.818)	(44.412.367)	(8.556)	(9.598)	(71.410.720)	(10.146.554)	(70.131.375)	(48.472.710)	(38.615.680)	(8.630.467)	(390.398.234)	(385.320.666)
	5.935.756	4.723.749	2.481.121	30.005.740	(8.556)	(9.598)	337.650.936	253.545.515	100.897.970	104.484.641	24.974.771	5.376.118	480.773.092	555.423.996
	282.121	370.292	(26.762.664)	(17.582.925)	-	-	(38.807.160)	(44.349.648)	(5.217.553)	1.752.162	(9.902.324)	(1.912.511)	27.119.958	(39.337.844)
	6.217.877	5.094.041	(24.281.543)	12.422.815	(8.556)	(9.598)	298.843.776	209.195.867	95.680.417	106.236.803	15.072.447	3.463.607	507.893.050	516.086.152
	2.098.318	(71.742)	(7.526.937)	(22.295.809)	-	-	(97.613.166)	(80.757.113)	(31.275.247)	(27.749.046)	(3.502.770)	(195.700)	(129.497.177)	(128.503.087)
	8.316.195	5.022.299	(31.808.480)	(9.872.994)	(8.556)	(9.598)	201.230.610	128.438.754	64.405.170	78.487.757	11.569.677	3.267.907	378.395.873	387.583.065
	8.316.195	5.022.299	(31.808.480)	(9.872.994)	(8.556)	(9.598)	201.230.610	128.438.754	64.405.170	78.487.757	11.569.677	3.267.907	378.395.873	387.583.065
	8.316.195	5.022.299	(17.917.394)	(6.541.310)	(8.556)	(9.598)	201.230.919	128.438.097	33.525.705	41.571.757	11.550.642	3.267.907	265.749.923	285.159.261
	-	-	(13.891.086)	(3.331.684)	-	-	(309)	657	30.879.465	36.916.000	19.035	-	112.645.950	102.423.804
	8.316.195	5.022.299	(31.808.480)	(9.872.994)	(8.556)	(9.598)	201.230.610	128.438.754	64.405.170	78.487.757	11.569.677	3.267.907	378.395.873	387.583.065
	(4.186)	(2.293)	(14.162.326)	376.912	(230.202)	27.056	4.539.548	76.224.011	(17.948.664)	33.782.299	-	-	(287.545.451)	(60.187.753)
	8.312.009	5.020.006	(24.135.700)	(6.164.398)	(238.758)	17.458	205.770.440	204.662.108	23.892.068	73.961.890	11.569.677	3.267.907	57.845.231	252.971.660
	-	-	(21.835.106)	(3.331.684)	-	-	(282)	657	22.564.438	38.308.166	-	-	33.005.191	74.423.652
	8.312.009	5.020.006	(45.970.806)	(9.496.082)	(238.758)	17.458	205.770.158	204.662.765	46.456.506	112.270.056	11.569.677	3.267.907	90.850.422	327.395.312
	19.028.480	46.709.460	83.380.649	81.188.759	3.302.281	3.135.978	142.906.410	142.906.410	164.297.758	164.297.758	98.880.724	681.845	1.064.552.408	1.064.552.408
	(2.982.579)	(2.982.579)	(42.234.056)	(36.769.779)	(2.247.856)	(2.008.056)	502.352.639	609.616.606	22.480.136	26.131.834	(36.419.831)	(100.635)	240.676.654	276.282.056
	(7.728.891)	(16.040.900)	(25.082.284)	(6.541.310)	(8.556)	(9.598)	266.759.976	128.464.532	79.401.924	70.760.796	20.843.574	(7.655.246)	(65.958.283)	(148.620.400)
	8.317.010	27.685.981	16.064.309	37.877.670	1.045.869	1.118.324	912.019.025	880.987.548	266.179.818	261.190.388	83.304.467	(7.074.036)	1.239.270.779	1.192.214.064
	-	-	24.507.488	49.379.084	-	-	1.768	2.050	237.663.197	232.235.045	151.181	-	487.980.559	493.802.796
	8.317.010	27.685.981	40.571.797	87.256.754	1.045.869	1.118.324	912.020.793	880.989.598	503.843.015	493.425.433	83.455.648	(7.074.036)	1.727.251.338	1.686.016.860
	9.796.111	8.328.391	30.003.224	40.552.944	(9.934)	(9.364)	285.686.790	176.127.654	85.267.321	99.727.797	22.967.901	2.123.778	534.914.848	257.490.993
	23.820.494	(31.348)	(20.356.977)	(27.394.228)	-	-	(172.564.767)	(86.987.215)	(11.625.051)	(5.333.415)	26.017.896	(2.636.845)	(319.988.963)	(179.824.241)
	(33.617.975)	(8.295.675)	(22.601.449)	(8.577.247)	-	-	(64.595.057)	(39.419.807)	(70.735.871)	(79.183.274)	(8.289.749)	285.418	(240.631.954)	(133.410.930)
	(1.370)	1.368	(12.955.202)	4.581.469	(9.934)	(9.364)	48.526.966	49.720.632	2.906.399	15.211.108	40.696.048	(227.649)	(25.706.069)	(55.744.178)
	-	-	(2.352.068)	(1.157.809)	(4.590)	873	2.985.755	11.955.622	(386.700)	3.687.944	(2.306.077)	-	(57.005.702)	24.431.594
	29.206	27.838	21.619.914	18.196.254	38.384	46.875	136.260.140	74.583.886	32.764.569	13.865.517	707	228.356	278.725.903	310.038.487
	27.836	29.206	6.312.644	21.619.914	23.860	38.384	187.772.861	136.260.140	35.284.268	32.764.569	38.390.678	707	196.014.132	278.725.903

