endesa chile 09

MEMORIA ANUAL

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 17 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 2009, 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 Depositary 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** ascendían a $ 6.169.353 millones al 31 de diciembre de 2009. Obtuvo **ingresos operacionales por $2.418.919** millones, un resultado operacional de $1.016.931 millones y una **utilidad después de impuestos de $627.053** millones. Al término de 2009, la dotación de **personal permanente** de la empresa era de 2.143 trabajadores, de los cuales 1.172 se desempeñaban en Chile, 332 en Argentina, 415 en Colombia y 224 en Perú.

ÍNDICE

Carta del Presidente 4
Hechos Destacados 10
Administración 15
Datos Más Relevantes de Endesa Chile Consolidada 25
Identificación de la Empresa y Documentos Constitutivos 27
Reseña Histórica 31
Participación en Filiales, Sociedades de Control Conjunto y Asociadas 33
Recursos Humanos 39
Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible 43
Tecnología e Innovación 47
Propiedad de la Empresa y Transacciones Bursátiles 51
Política de Inversiones y Financiamiento 57
Resumen Operacional de Endesa Chile, Sociedades Filiales y Sociedades de Control Conjunto 61
Factores de Riesgo 77
Operaciones en Argentina 81
Operaciones en Brasil 87
Operaciones en Chile 91
Operaciones en Colombia 105
Operaciones en Perú 109
Otros Negocios 113
Inversiones y Actividades Financieras 117
Dividendos 125
Hechos Relevantes Consolidados 129
Información sobre Filiales, Sociedades de Control Conjunto y Asociadas 143
Estados Financieros Consolidados 155
Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados 249
Estados Financieros Resumidos Filiales y Subsidiarias Directas 265
Declaración de Responsabilidad 268

Carta del Presidente

Jorge Rosenblut R.

Presidente

Estimados Accionistas,

Tengo el agrado de presentar a ustedes la Memoria Anual y los Estados Financieros de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2009.

Antes de entrar en los detalles propios del acontecer que nuestra compañía vivió durante el ejercicio pasado, me gustaría compartir con ustedes algunas ideas respecto del expectante momento en que se encuentra nuestro sector eléctrico en general, y Endesa Chile, en particular.

Como ustedes saben, nuestra compañía ha seguido fiel al mandato original con el que fue fundada en la ya lejana década de los años 40: dotar de energía eléctrica al país y cooperar con su desarrollo. Y probablemente el haberse mantenido fiel a dicho mandato ha sido una de las claves del éxito que ha tenido esta empresa, el cual se vio afianzado de forma importante durante el ejercicio que nos convoca. Endesa Chile ha sido y continuará siendo eje fundamental en el motor del desarrollo de Chile y de los países en los que opera, ya que lo hace con un sentido del rigor que, a estas alturas, es marca registrada en los profesionales de esta casa.

Ese sello nos permitirá enfrentar de manera exitosa los desafíos que se avizoran para el sector, el cual se encuentra en una encrucijada que abre un sinnúmero de oportunidades a empresas con la vocación de la nuestra. No podemos estar ausentes de la discusión global que durante los últimos años ha habido respecto del cambio climático. Esta se ha ido intensificando en los últimos meses, hasta tener uno de sus apogeos en la Cumbre desarrollada en Copenhague, en diciembre de 2009.

En la cita se dieron espacio los líderes de las principales economías del mundo, tanto del ámbito político como de la sociedad civil. El objetivo fue buscar acuerdos y fórmulas que permitan frenar el cambio climático antropogénico –es decir, el creado por el ser humano- producido por los conocidos gases de efecto invernadero.

A pesar de que quedaron algunas interrogantes abiertas tras la cita efectuada en la capital danesa, es importante recalcar que el problema es real y que dicha certeza se ha expandido a todos los líderes mundiales. Por lo tanto, es necesario implementar acciones que permitan paliar los efectos que se están produciendo por la fuga de CO_2 a la atmósfera, el cual sin dudas perjudica al medioambiente de nuestro planeta.

La responsabilidad de enfrentar el problema es de todos y así lo entendieron las autoridades chilenas en la presentación que efectuaron en el foro de Copenhague. El consenso apunta a intentar mantener el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C hacia el año 2020, meta ambiciosa que requiere del esfuerzo de todos los estamentos.

Nuestro país se comprometió a hacer lo suyo, explicitando la intención de llegar al 2020 con una desviación de hasta un 20% de la línea base de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Lo anterior es una muestra de la creciente conciencia y responsabilidad que se ha ido tomando en este país, a pesar de ser pequeño en el concierto mundial. Esto ha quedado de manifiesto a través de múltiples iniciativas desarrolladas por los sectores público y privado para abordar esta materia.

Sin embargo, para alcanzar la meta para el 2020 develada en Copenhague se requiere analizar ahora, diez años antes, el papel que jugará el sector eléctrico en la consecución del objetivo. Y es precisamente aquí donde Endesa Chile tiene un rol determinante que jugar. Si asumimos que somos cerca del 50% de la capacidad instalada del país, nuestra labor al enfrentar la tarea será definitivamente superior a dicho porcentaje.

Pero estamos preparados para atacar el desafío. Somos la compañía con la mayor experiencia en cuanto al desarrollo de proyectos en la industria, tenemos el mejor equipo de profesionales para apuntar a la meta y contamos con la vocación indicada para mirar con claridad hacia el futuro: la de una empresa con un marcado sello por la hidroelectricidad.

Vivimos en un país que aspira al desarrollo, que busca crecer y hacerlo de manera sustentable. Para alcanzar el bienestar de los países desarrollados, indefectiblemente tendremos que aumentar nuestras emisiones. A miles de pequeñas y medianas empresas que trabajan e innovan, y a millones de familias de chilenas y chilenos que se esfuerzan día a día por lograr un nivel de consumo acorde con el siglo XXI, no le podemos pedir restricciones en el acceso a bienes. Muchos de ellos recién, y de manera muy paciente, están pudiendo alcanzar ciertos niveles de bienestar. Con nuestro producto, la energía, tenemos que estar al servicio del desarrollo y de ese bienestar. Chile debe tener energía suficiente, sustentable en términos de emisiones, renovable y eficiente en términos de costos.

Según estudios de la Universidad de Chile, la demanda eléctrica aumentará 6% anual durante las próximas dos décadas, pasando de los actuales 6.200 MW a casi 20.000 MW, considerando sólo el Sistema Interconectado Central (SIC). El desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) -del cual Endesa Chile ha sido pionera con sus Parques Eólicos Canela I y II, además de su minicentral de paso Ojos de Agua, más una interesante cartera de proyectos-, será un esfuerzo indispensable para alcanzar la meta. La necesaria Eficiencia Energética, que tan buenos resultados ha traído a nuestra sociedad durante los

últimos años, tampoco bastará para enfrentar el aumento de las emisiones. Con todo, y a pesar de estos esfuerzos, las ERNC cubrirán un porcentaje parcial del crecimiento. Por lo tanto, estamos convencidos de que es la hidroelectricidad la llamada a ser el motor del desarrollo de Chile, fundamentalmente por sus características intrínsecas: es renovable, autóctona y 100% limpia.

Los datos que se reportan desde la autoridad sectorial son bastante elocuentes. En la actualidad, el sector eléctrico genera un 30% del total de las emisiones de Chile. Y se proyecta que dicha cifra aumente a 35% hacia el año 2020.

Es por ello que, en el actual escenario, nuestra vocación hidroeléctrica se encuentra más vigente que nunca. Es esta forma de generación, de la cual Endesa Chile es líder indiscutido en el país y en la región, la llamada a acercarnos a la meta buscada en Copenhague. Es importante analizar lo que están haciendo o han hecho recientemente países como Brasil, Canadá, Nueva Zelandia y Noruega, por nombrar algunos ejemplos. Todos están desarrollando sus recursos hídricos de manera tenaz pero sustentable, y han marcado el camino que debiera seguir un país como Chile. Permítanme distraer vuestra atención brevemente en el caso de Brasil, donde se ha entendido con decisión la necesidad de desarrollar la hidroelectricidad por sus inconfundibles beneficios. Si observamos el plan de obras brasileño entre 2010 y 2014, nos encontraremos con la noticia de en sólo cuatro años ingresarán algo más de 10.000 MW hidráulicos. Es decir, en un período acotado de tiempo, Brasil contará con una importante nueva capacidad renovable, eficiente, limpia y competitiva en cuanto a costo.

Al igual que ellos, estimados accionistas, somos un país privilegiado en cuanto a nuestros recursos hídricos, a nuestras caídas de agua, a nuestros poderosos caudales. Se han calculado en más de 20.000 los MW de potencial energía hidráulica que hay en el país, buena parte del cual se encuentra radicado en la zona sur, específicamente en la Región de Aysén, donde se encuentra nuestro proyecto HidroAysén. Esta energía es factible de desarrollar de manera técnica, económica y sustentable, y podría comenzar a ingresar al sistema de manera escalonada a fines de la presente década. Lo anterior, nos permitiría aportar de manera significativa a alcanzar el objetivo planteado en Copenhague.

Como señalaba anteriormente, estamos hablando de energía autóctona, renovable, 100% limpia y desarrollada de manera sustentable. Los proyectos de HidroAysén aportarían casi un tercio de los 9.000 MW posibles de desarrollar en la Región de Aysén. Estos se sumarían a los más de 5.000 MW hidroeléctricos de operación exitosa con los que ya cuenta nuestro sistema, y que este año produjeron el 58,7% de la generación eléctrica del SIC (24.541 GWh), de los cuales nuestra empresa aportó 61%.

Las ventajas de desarrollar responsablemente los proyectos de HidroAysén son múltiples. Una de las más significativas es que evitará la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero similares al 20% del total de lo que emite Chile en la actualidad. O, dicho de otra forma, desplazará la construcción del equivalente a siete centrales termoeléctricas. De esta manera, Chile quedaría a la vanguardia en cuanto al control de sus emisiones en lo que al sector eléctrico respecta, lo que le daría un sello de excelencia a muchos productos de exportación que se verán enfrentados a la temida "huella de carbono".

Otra de sus ventajas dice relación con el ahorro anual cercano a los US$ 700 millones en combustibles fósiles, el que se suma al ahorro ya mencionado en las emisiones. Además, debido al régimen de lluvias, HidroAysén entregará mayor cantidad de energía en aquellas temporadas en que la zona central se ve expuesta a fenómenos más secos.

La vocación hidroeléctrica de Endesa Chile no se queda sólo en HidroAysén. Testimonio de ello son los proyectos Neltume y Los Cóndores, por nombrar algunos, los cuales se encuentran en distintas fases de su desarrollo. Nuestra vocación hidroeléctrica se mantiene intacta y nuestra preocupación por aportar a paliar los efectos del cambio climático, también.

Sin embargo, y como es de público conocimiento, los procesos de maduración de los proyectos hidroeléctricos son más complejos que los basados en combustibles fósiles. Es por ello que, en el intertanto, y para cubrir la brecha de demanda que eventualmente se podría generar antes del ingreso de las centrales de HidroAysén y las demás hidroeléctricas, Endesa Chile se encuentra construyendo Bocamina II. Se trata de una central a base de carbón, que incluirá la última tecnología disponible en cuanto al control de emisiones, que esperamos entre en funcionamiento durante los primeros meses de 2011. Serán 370 nuevos MW que permitirán dar un respiro a los años venideros, antes del ingreso masivo de la energía limpia que estamos preparando. Además, Bocamina II nos permitirá contar con un adecuado mix de generación para enfrentar el futuro sobre bases sólidas.

EJERCICIO 2009

En lo que respecta al comportamiento de nuestra compañía durante el ejercicio 2009, Endesa Chile registró un resultado neto de $627.053 millones, lo que equivale a un incremento del 44,8% respecto del ejercicio anterior. Esto se explica por la adecuada política comercial aplicada en los mercados en que opera la compañía y por su equilibrado mix de generación. En nuestra casa ha reinado la responsabilidad y el rigor a la hora de administrar el negocio perteneciente a ustedes, los accionistas, lo que se ha visto reflejado en este resultado histórico. Como ya comentaba al principio de estas líneas, el profesionalismo es una marca registrada en Endesa Chile y es el pilar de la confianza que el mercado ha depositado en nosotros. Lo anterior se suma a que, vía el Grupo Enersis, somos parte de uno de los conglomerados energéticos más grandes y relevantes del mundo, lo que es una fuente de aprendizaje y de conocimiento para nosotros.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación, ascendió a $1.257.072 millones en el ejercicio 2009, lo que significó un alza de 18,5% respecto del año anterior.

En cuanto al resultado financiero, se produjo una disminución de 9,6% respecto de 2008. En relación con el endeudamiento de la compañía, se materializó una baja del 5,8%. Las cifras demuestran, sin lugar a dudas, que la actitud conservadora que ha tomado Endesa Chile en el reciente período de crisis ha sido exitosa.

En cuanto a las inversiones realizadas, nuestra casa ha dado señales concretas respecto de su vocación de compañía sostenible. Prueba de lo anterior son los 60 MW de Canela II que ingresaron al sistema en diciembre pasado, distribuidos en 40 nuevos aerogeneradores. Pusimos la primera piedra de la energía eólica en Chile y hoy son muchas las empresas que han seguido nuestros pasos.

Otra muestra de la responsabilidad con el sistema eléctrico nacional es la activa participación que hemos tenido en la recientemente inaugurada planta regasificadora de Quintero, de la cual Endesa Chile ostenta el 20% de la propiedad. Somos el único actor del sector eléctrico que creyó en este proyecto desde sus inicios, básicamente porque siempre entendimos su necesidad estratégica para el país.

En complemento de lo anterior entró en operaciones, en septiembre de 2009, nuestra central termoeléctrica Quintero. Ubicada en un terreno contiguo al terminal de GNL, fue la primera planta chilena en construirse originalmente para utilizar el gas natural licuado proveniente de distintas partes del mundo.

En lo que respecta a HidroAysén, proyecto en que compartimos la propiedad con Colbún, que detenta el 49%, éste se encuentra tramitando su Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Durante el ejercicio 2009 se presentó a la Conama de la Región de Aysén la Adenda N° 1 al EIA, la cual contuvo las respuestas a las consultas emanadas de la autoridad ambiental. Tenemos la certeza de que vamos por el camino correcto en la tramitación ambiental de HidroAysén y, como señalé, estamos convencidos de las ventajas que este proyecto tiene para Chile.

SOSTENIBILIDAD

Hemos comentado en reiteradas oportunidades la obsesión que tiene nuestra compañía por el desarrollo de su negocio en un marco de plena sostenibilidad. Es por ello que hemos buscado incansablemente la certificación de expertos internacionales en la materia, de manera de entender a cabalidad si transitamos por el camino correcto. Y en enero de 2009 recibimos la distinción "Silver Class" en el "Sustainability Yearbook 2009", publicado por la agencia suiza SAM (Sustainable Asset Management), en conjunto con PricewaterhouseCoopers.

Lo anterior se traduce en que Endesa Chile se ubica entre las seis empresas eléctricas con mejor desempeño en sostenibilidad a nivel mundial, lo que es un gran motivo de orgullo para los accionistas, el Directorio y la administración que trabajó por ello. Un dato relevante es que el puntaje obtenido en esta evaluación representa la mejor evaluación histórica de Endesa Chile y la consolida en el selecto grupo de empresas líderes en la materia.

Otra distinción recibida por la compañía se produjo en marzo de 2009. Fue en esa fecha cuando la consultora financiera y de relaciones con inversionistas MZ Consult, premió a Endesa Chile en la categoría de empresas de servicios públicos, como la con Mejor Gobierno Corporativo. La distinción, destacable especialmente en una época en que la transparencia y el acceso a la información se han transformado en obligaciones más que en activos, reconoció los esfuerzos realizados por el Directorio y la administración por implementar las mejores prácticas en esta materia.

Una buena noticia adicional en el ámbito de la sostenibilidad fue el registro como proyecto MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) de nuestro parque eólico Canela I. Lo anterior, realizado en la Oficina de Cambio Climático de Naciones Unidas, permitirá verificar y luego comercializar las emisiones de efecto invernadero evitadas, las que se estiman en 21.000 toneladas de CO_2 equivalente al año.

Queridos accionistas: hemos visto durante los últimos años cómo el sector en el que estamos inmersos ha ido cambiando de manera vertiginosa, hasta el punto en que se ha transformado en uno de los más estratégicos a nivel mundial.

Hemos visto también que los desafíos son amplios. Sin embargo, tengan plena confianza de que el Directorio que tengo el honor de presidir destinará toda su energía para que Endesa Chile, su Endesa Chile, se mantenga en el sitial de liderazgo que ha construido y afianzado a través de sus casi siete décadas de historia.

Recordemos nuevamente el objetivo con el que fue creada nuestra empresa: dotar de energía eléctrica a todo un país. Hemos avanzado de forma tan definitiva que, además de cumplir con aquello, hemos trascendido las fronteras de Chile y nos hemos instalado en otros cuatro países. En todos ellos, somos actores relevantes, parte de las soluciones y referentes empresariales. En todos ellos, estamos involucrados con el desarrollo y el bienestar de las sociedades.

Tenemos una compañía que nos ha dado un sinnúmero de satisfacciones y, no les quepa la menor duda, lo seguirá haciendo en el futuro.

Jorge Rosenblut
Presidente del Directorio

Hechos Destacados

INGRESO AL SELECTO GRUPO SILVER CLASS DE SOSTENIBILIDAD

Endesa Chile se convirtió en la primera eléctrica del país y en la tercera del mundo en obtener la distinción "SAM Silver Class" que otorgan anualmente la agencia Sustainable Asset Management (SAM) y PricewaterhouseCoopers (PwC), según se constata en "The Sustainability Yearbook 2009". Ello, dado los altos resultados obtenidos por su desempeño en la materia, el que también la situó entre las seis mejores del mundo de esta industria.

A esta evaluación de sostenibilidad empresarial son invitadas a participar las 2.500 empresas más grandes del mundo, según Dow Jones Global Index.

ENDESA CHILE: PRIMER LUGAR DE LATINOAMÉRICA EN EL RANKING BEST MANAGED COMPANY DEL SECTOR UTILITIES

Endesa Chile se ubicó en el primer lugar de Latinoamérica en el ranking Best Managed Company del sector Utilities, elaborado anualmente por la revista Euromoney, la que afirmó que la compañía concentró 16% de las preferencias de los encuestados y destacó por su solidez y balance para enfrentar sus desafíos, así como por el alza de 33% en su ingreso de explotación consolidado registrado al 31 de diciembre de 2008, respecto de 2007.

La medición consideró variables como la importancia en el mercado, la rentabilidad, las perspectivas de crecimiento, las utilidades y el Gobierno Corporativo, entre otras.

MEJOR EMPRESA EN GOBIERNO CORPORATIVO

En Sao Paulo, Brasil, Endesa Chile recibió el Premio a la empresa de servicio público con Mejor Gobierno Corporativo, según el IR Global Ranking 2009, elaborado por la consultora financiera MZ Consult.

En total, 163 compañías, de 32 países, formaron parte de la XI edición del estudio.

La distinción reconoció los esfuerzos efectuados por el Directorio y la administración de Endesa Chile, por implementar las mejores prácticas en este ámbito, así como también los avances alcanzados en la entrega de información a sus accionistas e inversionistas de la forma más clara y transparente posible.

DÉCIMO LUGAR EN RANKING DE RSE

La compañía fue destacada por su desempeño en materia de Responsabilidad Social Empresarial en el V Ranking RSE 2009, organizado por Fundación PROhumana, la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC) y revista Qué Pasa, que destaca a las mejores empresas del país en este ámbito.

Las participantes fueron calificadas a través de una evaluación integral, que analiza tanto las políticas y programas de RSE como la cultura interna, de las organizaciones, evaluando el grado de conocimiento por parte de los empleados de las políticas y herramientas de RSE de la empresa, hasta su propia evaluación de éstas, y el desempeño de las compañías en las dimensiones social, ambiental y económica.

CON ÉXITO FINALIZÓ SOLICITUD DE ENMIENDAS PARA BONOS YANKEE

Endesa Chile firmó el Primer Suplemento al Contrato de Bonos Yankee, después de haber terminado exitosamente un proceso de solicitud de enmiendas al contrato del 1 de enero de 1997. Las enmiendas requerían una aprobación mayor al 50% en cada una de las series de bonos de Endesa Chile, quórum que fue alcanzado con holgura. Las modificaciones se refieren a la cláusula de incumplimiento cruzado (cross default / cross acceleration), de manera que dicha cláusula ahora sólo aplica a Endesa Chile y a sus filiales chilenas. También se modificó la definición de Subsidiaria Significativa ("Significant Subsidiary"), de manera que una potencial quiebra o situación de insolvencia de parte de una filial extranjera ya no tendría efectos sobre Endesa Chile en sus Bonos Yankee.

ENTRA EN OPERACIÓN COMERCIAL CENTRAL QUINTERO

El 23 de julio, central Quintero (primera unidad TG-1B), comenzó su operación comercial para inyectar 129 MW de potencia bruta al Sistema Interconectado Central (SIC). Así, la compañía concretó otro aporte a los requerimientos energéticos de Chile, abasteciendo a su principal red eléctrica.

La segunda unidad de la planta (TG-1A) entró en operación comercial el 4 de septiembre, quedando en condiciones de entregar un total de 257 MW de potencia bruta.

ENTRE LAS "DIEZ MEJORES EMPRESA PARA PADRES Y MADRES QUE TRABAJAN"

Por tercer año consecutivo, Endesa Chile se ubicó en el ranking de las "Diez mejores empresas para padres y madres que trabajan", que realizan anualmente Fundación Chile Unido y Revista Ya del diario El Mercurio, en esta oportunidad alcanzó el décimo lugar de la instancia que premia a las organizaciones que poseen políticas para facilitar la conciliación de vida laboral y familiar y que, a la vez, promueven la adopción de estas prácticas entre sus trabajadores.

INAUGURACIÓN DEL TERMINAL DE GNL QUINTERO

El 22 de octubre se inauguró el primer Terminal de regasificación de gas natural licuado en el país, GNL Quintero, en una ceremonia encabezada por la Presidenta de la República, Michelle Bachelet. Las firmas socias de la iniciativa son BG Group (40%), Metrogas, Enap y Endesa Chile (20%).

El terminal, que comenzó su operación inicial en fast track el 12 de septiembre, implicó una inversión de US$ 1.110 millones y entrega diariamente entre 4 y 5 millones de metros cúbicos de gas natural, cifra que irá en aumento producto de los mayores consumos previstos y la entrada de nuevos clientes y mercados.

AUMENTO DE PARTICIPACIÓN EN LA FILIAL PERUANA EDEGEL

El 9 de octubre, Endesa Chile adquirió en la Bolsa de Valores de Lima 674.274.073 acciones de su filial peruana Edegel, las que representaron el 29,40% de su capital social. El valor total de esta transacción fue US$375 millones y, con ella, Endesa Chile pasó a tener en forma directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel.

SEGUNDO LUGAR ENTRE "LAS EMPRESAS MÁS ADMIRADAS DE 2009"

Endesa Chile obtuvo el segundo lugar del ranking de las "Empresas más admiradas del país", por su capacidad de conjugar la fortaleza de su estrategia de negocios y su solidez financiera, con el cuidado del medio ambiente y el compromiso con las comunidades en las que está presente.

El premio, otorgado por Diario Financiero y PricewaterhouseCoopers, distingue a las diez compañías que más admiración reciben por parte de sus pares, con el objetivo de resaltar los modelos exitosos de gestión que marcaron la pauta sobre la correcta vía para cultivar el crecimiento de la actividad económica, en un año marcado por la crisis financiera.

Esta es la primera vez que una generadora de energía eléctrica forma parte del grupo de sociedades destacadas, lo que Endesa Chile logró tras obtener una notable calificación de 5,98.

PARQUE EÓLICO CANELA II ENTRA EN SERVICIO

A fines de noviembre se puso en servicio la central eólica Canela II en la Región de Coquimbo. Con sus 40 aerogeneradores, permitió ampliar en 60 MW de potencia instalada la capacidad de Canela (18,15 MW) y, con ello, conectar al Sistema Interconectado Central (SIC) el parque eólico más grande del país.

En tanto, se declaró en operación comercial el 11 de diciembre, poniendo a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), la energía de esta nueva central de ERNC.

La operación de Canela II permitirá desplazar la emisión de cerca de 90 mil toneladas de CO_2 al año.

CENTRAL PANGUE, PREMIO BICENTENARIO

La Comisión Bicentenario entregó el "Premio Obra Bicentenario" que distingue el aporte de infraestructuras al desarrollo del país. En el certamen, la central Pangue formó parte del selecto grupo de las 31 galardonadas, entre las que también destacaron Metro de Santiago y la Carretera Austral.

Ello, por ser la primera construcción de hormigón rodillado realizada en el país y que, durante sus primeros años de operación, fue la presa más alta en el mundo edificada con dicho material. Con esto, la central hidroeléctrica es reconocida como una de las obras de ingeniería que ha contribuido al desarrollo de Chile, potenciando las actividades productivas y de habitabilidad en el territorio nacional.

NUEVOS GERENTE GENERAL Y PRESIDENTE DE ENDESA CHILE

El 20 de noviembre de 2009, el Directorio de la compañía nombró a Joaquín Galindo Vélez como el nuevo gerente general de Endesa Chile, en reemplazo de Rafael Mateo Alcalá. El ejecutivo cuenta con una vasta trayectoria profesional al interior de ENDESA. Al momento de su designación, se desempeñaba como Director General Adjunto en la Dirección General de España y Portugal de ENDESA en Madrid, España.

Pocas semanas más tarde, el 17 de diciembre, el Directorio resolvió nombrar como presidente de la generadora a Jorge Rosenblut, quien ha ejercido importantes cargos en distintas empresas del Grupo Enersis, donde destaca la presidencia de Chilectra, responsabilidad que ejerció hasta el momento de su nombramiento en Endesa Chile.

Administración

DIRECTORIO

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

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

DIRECTOR
Borja Prado Eulate
Abogado
Universidad Autónoma de Madrid
RUT: 48.118.283-2

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

DIRECTOR
Jaime Estévez Valencia
Bachiller en Ciencias Económicas
Universidad de Chile.
RUT: 4.774.243-9

DIRECTOR
José María Calvo-Sotelo
Bachiller en Ciencias Físicas
Universidad Complutense de Madrid
RUT: 48.115.220-8

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

DIRECTOR
Gerardo Jofré Miranda
Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 5.672.444-3

DIRECTOR
Luis de Guindos Jurado
Bachiller en Ciencias Económicas
Colegio Universitario de Estudios
Financieros de Madrid (CUNEF)
RUT: 48.126.524-K

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

Los señores Francesco Buresti, José María Calvo-Sotelo, Borja Prado, Jaime Estévez, Leonidas Vial y Gerardo Jofré fueron designados en la Junta Ordinaria de Accionistas realizada el 15 de abril de 2009. Asimismo, los señores Paolo Bondi y Luis de Guindos fueron designados en sesión ordinaria de Directorio del 28 de julio de 2009, en reemplazo de los señores Andrea Brentan y Fernando D'Ornellas. Por su parte, el señor Jorge Rosenblut fue nombrado director y presidente de la compañía en sesión ordinaria de Directorio del 17 de diciembre de 2009, en reemplazo del señor Mario Valcarce, quien presentó su renuncia como director y presidente del Directorio en sesión ordinaria del 28 de octubre de 2009.

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.

Remuneraciones del Directorio Percibidas en 2009 (Miles de Pesos)

	Cargo	Dieta Endesa (1)	Dieta Filiales	Comités (2)	Variable a Cuenta de Utilidades	Total
Mario Valcarce Durán (3)	Presidente	39.720	-	9.818	-	49.538
Paolo Bondi (4)	Vice Presidente	-	-	-	-	-
Juan Gallardo Cruces (5)	Vice Presidente	-	-	-	-	-
Andrea Brentan (6)	Vice Presidente	-	-	-	-	-
Francesco Buresti	Director	-	-	-	-	-
Pío Cabanillas Alonso (5)	Director	-	-	-	-	-
Fernando D'Ornellas Silva (7)	Director	12.640	-	2.276	-	14.916
Jaime Estévez Valencia	Director	22.528	-	14.361	-	36.889
Borja Prado Eulate	Director	18.000	-	2.276	-	20.276
Raimundo Valenzuela Lang (5)	Director	4.844	-	1.514	-	6.358
Leonidas Vial Echeverría	Director	22.528	-	-	-	22.528
José María Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín (8)	Director	-	-	-	-	-
Gerardo Jofré Miranda (9)	Director	16.763	-	8.294	-	25.057
Luis de Guindos Jurado (4)	Director	8.523	-	754	-	9.277
Jorge Rosenblut Ratinoff (10)	Presidente	-	-	-	-	-
		145.546		**39.293**		**184.839**

1) Los directores señores Paolo Bondi, Francesco Buresti, Andrea Brentan, Juan Gallardo y Pío Cabanillas renunciaron en su oportunidad a percibir remuneraciones por sus cargos como directores de la compañía.
2) Corresponde a honorarios como miembros de los Comités de Directores y de Auditoría.
3) El Sr. Valcarce fue presidente de la compañía hasta la sesión de Directorio del 28 de octubre de 2009.
4) Los señores Paolo Bondi y Luis de Guindos fueron nombrados directores de la compañía en la sesión de Directorio del 28 de julio de 2009.
5) Los señores Juan Gallardo, Pío Cabanillas y Raimundo Valenzuela fueron directores de la compañía hasta la sesión de Directorio del 26 de marzo de 2009.
6) El señor Andrea Brentan fue nombrado vicepresidente de la compañía en la sesión de Directorio del 26 de marzo de 2009 y ocupó el cargo hasta la sesión de Directorio del 28 de julio de 2009.
7) El señor Fernando D'Ornellas fue director de la compañía hasta la sesión de Directorio del 28 de julio de 2009.
8) El señor José María Calvo Sotello fue nombrado director de la compañía en la sesión de Directorio del 26 de marzo de 2009.
9) El señor Gerardo Jofré fue nombrado director de la compañía en la Junta de Accionistas el 15 de abril de 2009.
10) El señor Jorge Rosenblut fue nombrado director y presidente de la compañía en la sesión de Directorio del 17 de diciembre de 2009.

GASTOS EN ASESORÍA DEL DIRECTORIO

Durante 2009, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

PLANES DE INCENTIVO

La compañía no contempla planes de incentivo para los directores.

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 presentan en el siguiente informe las actividades que ha desarrollado el Comité de Directores, su gestión anual y los gastos incurridos en el ejercicio 2009.

En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, celebrada con fecha 15 de abril de 2009, se procedió a elegir a los integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A., recayendo dicho nombramiento en los señores Mario Valcarce Durán, Gerardo Jofré Miranda y Jaime Estévez Valencia. El señor Mario Valcarce, quien al momento de su designación era relacionado al grupo controlador de la sociedad, renunció con fecha 28 de octubre de 2009, siendo reemplazado por el señor Paolo Bondi, relacionado al controlador. Los directores señores Gerardo Jofré y Jaime Estévez son directores independientes, de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas.

Durante el ejercicio 2009, el Comité de Directores sesionó en 15 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.

En el ejercicio 2009, el Comité de Directores procedió a examinar las siguientes operaciones entre partes relacionadas que, por su monto o relevancia, fueron consideradas de forma especial:

a) En sesiones ordinarias N° 101, N° 102, N° 103 (extraordinaria), N° 105 (extraordinaria) y N° 106, el Comité de Directores analizó las condiciones de mercado de la operación de compra por parte de Endesa Chile a la sociedad relacionada Endesa Latinoamérica S.A., de 674.279.043 acciones de la filial peruana Edegel, representativa del 29,3974% del capital social a un precio de US$375 millones (US$0,56 por acción), y tras el examen de las evaluaciones económicas de la filial Edegel por parte de los bancos de inversión BNP Paribas e IM Trust, así como de la propia valorización efectuada por la compañía, se concluyó por parte del Comité de Directores, sobre la base de las mismas, que dichas condiciones se ajustaban a condiciones similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

b) En la sesión ordinaria N° 108, celebrada con fecha 27 de agosto de 2009, el Comité de Directores analizó las condiciones de la negociación para el suministro de carbón para el período 2010-2011 para Endesa Chile y filiales en el país por parte de la empresa relacionada Carboex, filial de Endesa España, cuyas condiciones de precio y flexibilidad fueron consideradas de mercado por el Comité de Directores, acordándose informar favorablemente la operación al Directorio de la compañía.

c) Tras el análisis de una operación destinada a la prestación por parte de la matriz Enersis S.A. de servicios de Aprovisionamiento a Endesa Chile, el Comité de Directores tras el análisis efectuado en las sesiones N° 108, N° 109 (extraordinaria) y N° 113, acordó en votación dividida informar desfavorablemente al Directorio la referida operación para la decisión final por parte de éste.

El Comité de Directores en la sesión de enero de 2009 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 2009 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.

Con fecha 26 de febrero de 2009 y en forma previa a la Junta Ordinaria de Accionistas de la sociedad, el Comité de Directores acordó proponer al Directorio que éste, a su vez, propusiera a la referida junta la designación de KPMG Auditores Consultores Limitada como nuevos auditores externos de la compañía.

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 15 de abril de 2009, adoptó el siguiente acuerdo respecto de la remuneración y presupuesto del Comité de Directores: Fijar una remuneración por asistencia a sesión de 36 Unidades de Fomento, con un límite de 12 sesiones remuneradas al año; y un presupuesto anual de gastos de 2.729 Unidades de Fomento.

Durante el ejercicio 2009, se procedió a remunerar a los integrantes del Comité de Directores con la cantidad total de 1.584 Unidades de Fomento (UF).

En el ejercicio 2009, el Comité de Directores hizo uso total del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas (1).

INFORME DEL COMITÉ DE AUDITORÍA

El Comité de Auditoría de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. fue creado por acuerdo del Directorio N° 1358–6, adoptado en la sesión ordinaria celebrada con fecha 30 de junio de 2005, en cumplimiento de las exigencias establecidas en la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América y de su normativa complementaria emitida por la Securities and Exchange Commission (SEC) y la New York Stock Exchange (NYSE), en atención a que Endesa Chile es un emisor de American Depositary Receipts (ADR), los cuales se encuentran debidamente registrados en la Bolsa de Valores de Nueva York y es también emisor de bonos registrados ante dicho mercado.

Dentro de las funciones más relevantes del Comité de Auditoría, se encuentran las siguientes: (i) ser uno de los proponentes de la designación y compensación de los auditores externos a la junta de accionistas de la sociedad; (ii) ser responsable de fiscalizar el trabajo de los auditores externos de la compañía; (iii) aprobar previamente servicios de auditoría externa y servicios diversos del anterior que sean prestados por los auditores externos y, (iv) establecer procedimientos para la recepción y gestión de quejas en el ámbito contable, de control interno o de auditoría.

El Directorio acordó con fecha 15 de abril de 2009, designar como integrantes del Comité de Auditoría de Endesa Chile a los directores señores Fernando D'Ornellas Silva, quien presidió el comité hasta el 28 de julio de 2009, Borja Prado Eulate y Jaime Estévez Valencia, quien fue designado como Experto Financiero del Comité. Con fecha 28 de octubre de 2009 asumió como integrante del Comité de Auditoría y presidente del mismo, el señor Luis de Guindos Jurado.

El Comité de Auditoría sesionó en cinco oportunidades durante 2009, procediendo a pronunciarse respecto de las materias que son de su competencia, entre las que se destacan las siguientes:

1. El examen de los Estados Financieros trimestrales y anuales de la compañía.

2. La supervisión y evaluación del trabajo de los auditores externos.

(1) El Comité de Directores hizo uso de un presupuesto de 2.729 Unidades de Fomento en asesorías externas para el análisis de operaciones entre partes relacionadas.

3. El tomar conocimiento y resolver las denuncias recibidas a través del Canal Ético creado por la compañía.

4. La aprobación de servicios otorgados por la firma de auditores externos que sean distintos a los servicios regulares de auditoría.

5. El seguimiento de la carta de control interno de los auditores externos y del proceso de certificación interno para efectos de la sección 404 de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de Norteamérica, destinada a:

   - Evaluar el diseño y la efectividad operativa de los controles de reporte financiero documentados por Endesa Chile y sus respectivas filiales.

   - Identificar deficiencias de control que pudieran comprometer el resultado de la Certificación del Modelo de Control Interno de cara al cumplimiento de la sección 404 y establecer los respectivos Planes de Acción para lograr la pronta solución de estos puntos.

   - Mejorar la documentación del Modelo de Control Interno del Grupo (documentación de procesos y controles no actualizada o incompleta, procesos no documentados hasta el momento, etc.).

   - Capacitar a las áreas usuarias en el entendimiento y conocimiento del proceso de certificación interna que deberán realizar de forma obligatoria en cumplimiento de los requerimientos de la Ley Sarbanes Oxley.

En el ejercicio de sus funciones, el Comité de Auditoría procedió a tomar conocimiento y examinar los siguientes documentos que le fueron presentados durante 2009:

- El examen de los Estados Financieros auditados de la compañía correspondiente al ejercicio 2008 y cada uno de los Estados Financieros trimestrales del ejercicio 2009.

- El examen del informe de los auditores externos sobre giro bancario y correduría de dinero correspondiente al ejercicio 2008.

- La supervisión y evaluación del trabajo de los auditores externos.

- El examen de la carta de control interno de la Circular N° 980 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

- El análisis de las distintas denuncias presentadas en el Canal Interno de la compañía y su seguimiento.

- El examen y preaprobación de los distintos servicios prestados por los auditores externos y que son distintos a los servicios normales de auditoría para la sociedad.

Por su parte, el Comité de Auditoría tomó conocimiento de las siguientes exposiciones que le fueron realizadas, sea por los auditores externos como por la administración de la compañía:

- Presentación de los auditores externos de acuerdo al Reglamento del Comité de Auditoría y al Statement On Auditing Standards N° 61.

- Presentación de la planificación de la auditoría externa anual por parte de la firma KPMG Auditores Consultores Limitada, firma que fue designada por la Junta de Accionistas de Endesa Chile, a propuesta del Directorio y de los Comités de Directores y de Auditoría.

- Presentación de los auditores externos KPMG, en cumplimiento de lo dispuesto en la Sección 404 de la Sarbanes Oxley. Act sobre Control Interno de Endesa Chile en el ejercicio 2008.

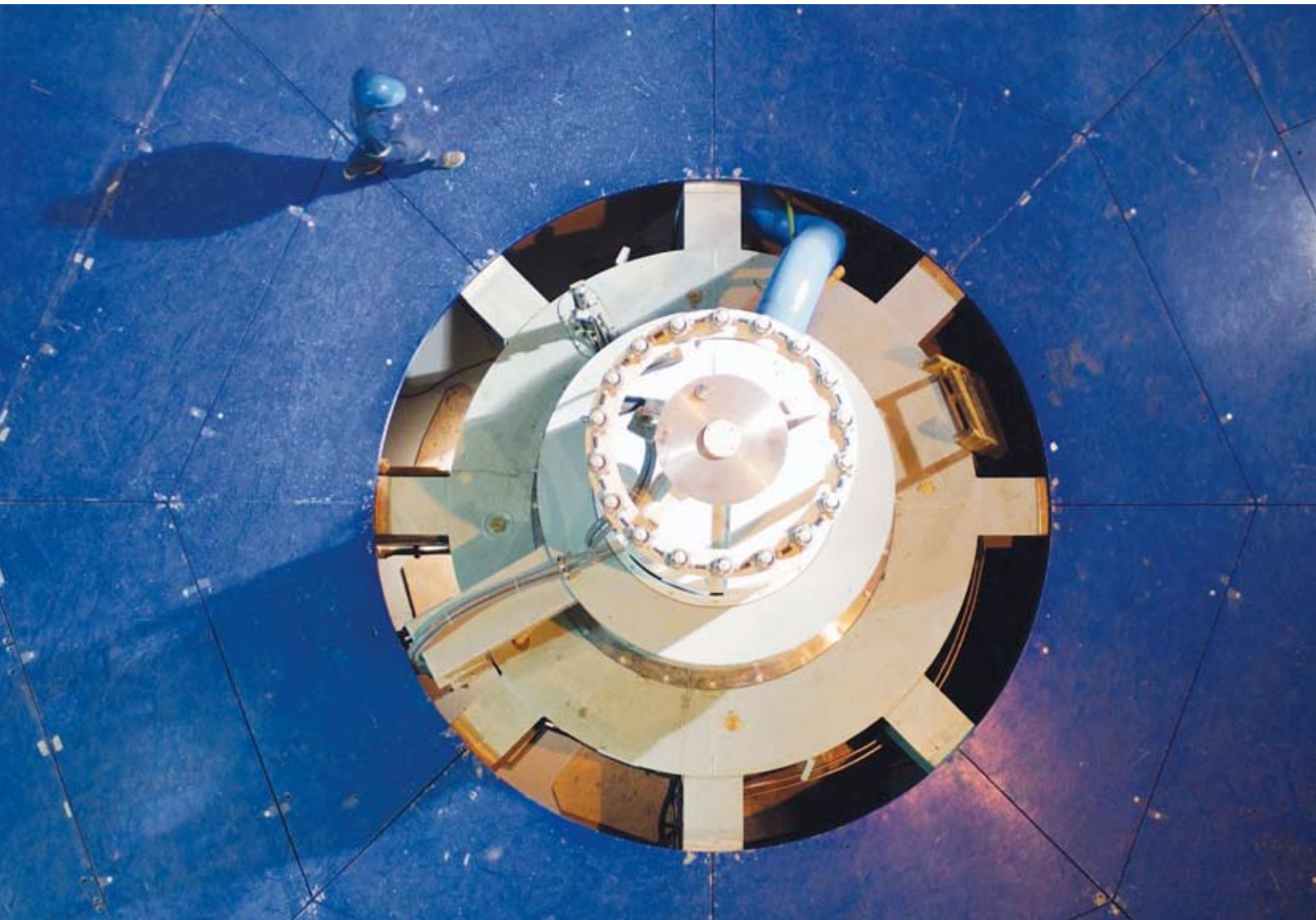
- Presentación de Auditoría Interna de la compañía sobre la auditoría al control interno de la entidad.

- Presentación del informe de auditoría interna acerca de la certificación interna del modelo de control interno del ejercicio 2008.

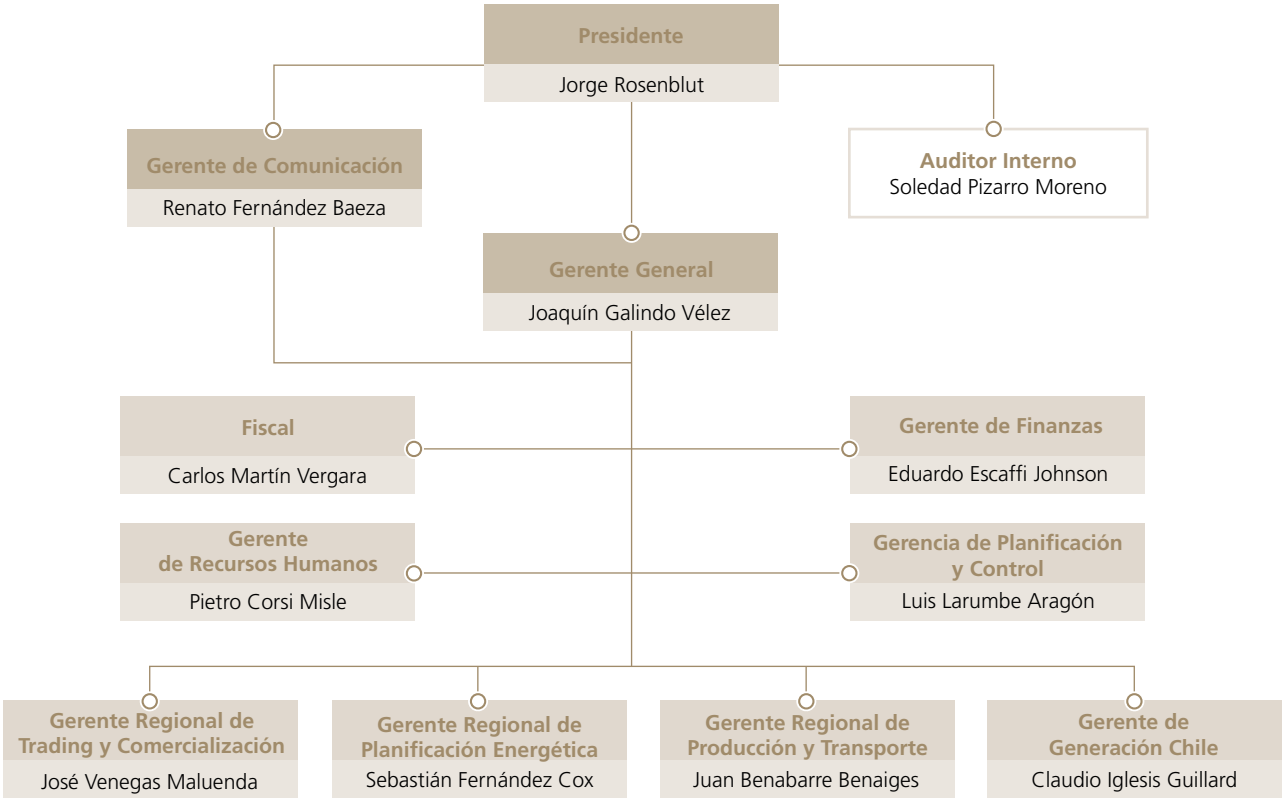
La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 15 de abril de 2009, acordó fijar la remuneración y presupuesto del Comité de Auditoría, correspondiendo una remuneración por asistencia a sesión de 36 Unidades de Fomento (UF), con un límite de 12 sesiones remuneradas al año y un presupuesto anual de gastos de 2.729 UF.

Durante el ejercicio 2009, se procedió a remunerar a los integrantes del Comité de Auditoría con la cantidad total de 432 Unidades de Fomento.

En el referido ejercicio, el Comité de Auditoría no hizo uso del presupuesto para gastos relacionados con su gestión.



ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



REMUNERACIÓN DE LOS GERENTES Y PRINCIPALES EJECUTIVOS

La remuneración total percibida por los ejecutivos principales y gerentes de Endesa Chile durante 2009, ascendió a $2.245.428.643.

BENEFICIOS PARA LOS GERENTES Y PRINCIPALES EJECUTIVOS

La empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y el grupo familiar que se encuentre acreditado como carga familiar. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan de conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento. En 2009, el monto fue de $26.283.660, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

PLANES DE INCENTIVO

Para sus ejecutivos, Endesa Chile posee un plan de bonos 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 que consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

INDEMNIZACIÓN POR AÑOS DE SERVICIO

En 2009, Endesa Chile efectuó pago por indemnización por años de servicio a los ejecutivos principales de la empresa por $592.686.877.

PRINCIPALES EJECUTIVOS

GERENTE GENERAL
Joaquín Galindo Vélez
Ingeniero Superior Industrial
Universidad de Sevilla
RUT: 31210427W

GERENTE DE COMUNICACIÓN
Renato Fernández Baeza
Periodista y Bachiller en Ciencias Sociales
Universidad Gabriela Mistral
RUT: 10.871.675-4

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

GERENTE DE GENERACIÓN CHILE
Claudio Iglesis Guillard
Ingeniero Civil Electricista
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 REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
Juan Benabarre Benaiges
Ingeniero Civil
Universidad de Chile
RUT: 5.899.848-6

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

GERENTE REGIONAL DE TRADING 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
Pasaporte: AC134079

GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
Pietro Corsi Misle
Ingeniero Comercial
Universidad Gabriela Mistral
RUT: 9.909.337-4

ADMINISTRACIÓN DE PRINCIPALES FILIALES

ENDESA COSTANERA S.A.
José Miguel Granged Bruñen
Ingeniero Industrial
Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Zaragoza

HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.
Fernando Claudio Antognazza
Contador Público
Universidad de Buenos Aires

EMGESA S.A. E.S.P.
Lucio Rubio Díaz
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad Santiago de Compostela

EDEGEL S.A.A.
Carlos Luna Cabrera
Ingeniero Civil
Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito

INGENDESA
Rodrigo Alcaíno Mardones
Ingeniero Civil Estructuras
Universidad de Chile

PEHUENCHE
Lucio Castro Márquez
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

PANGUE
Lionel Roa Burgos
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile

ENDESA ECO
Wilfredo Jara Tirapegui
Ingeniero Civil Mecánico
Universidad de Santiago

Datos Más Relevantes de Endesa Chile Consolidada

	2005 (1)	2006 (1)	2007 (1)	2008 (2)	2009 (2)
EN ARGENTINA					
Número de Trabajadores	311	316	323	325	332
Número de Unidades Generadoras	20	20	20	20	20
Capacidad Instalada (MW)	3.624	3.639	3.644	3.652	3.652
Energía Eléctrica Generada (GWh)	12.333	13.750	12.117	10.480	11.955
Ventas de Energía (GWh)	12.579	13.926	12.406	11.098	12.405
EN CHILE					
Número de Trabajadores	765	789	841	1.123	1.172
Número de Unidades Generadoras	50	50	63	65	110
Capacidad Instalada (MW)	4.477	4.477	4.779	5.283	5.650
Energía Eléctrica Generada (GWh)	18.764	19.973	18.773	21.267	22.239
Ventas de Energía (GWh)	20.731	20.923	19.212	21.532	22.327
EN COLOMBIA					
Número de Trabajadores	326	376	399	404	415
Número de Unidades Generadoras	27	28	28	29	29
Capacidad Instalada (MW)	2.657	2.779	2.829	2.895	2.895
Energía Eléctrica Generada (GWh)	11.864	12.564	11.942	12.905	12.674
Ventas de Energía (GWh)	15.077	15.327	15.613	16.368	16.806
EN PERÚ					
Número de Trabajadores	158	200	206	219	224
Número de Unidades Generadoras	21	24	24	24	25
Capacidad Instalada (MW)	969	1.426	1.468	1.467	1.667
Energía Eléctrica Generada (GWh)	4.516	6.662	7.654	8.102	8.163
Ventas de Energía (GWh)	4.600	6.767	7.994	8.461	8.321
Cifras en millones de pesos nominales					
Activo Total	4.874.471	5.284.687	5.387.378	6.678.905	6.169.353
Pasivo Total	2.298.313	2.555.188	2.616.269	3.976.951	3.214.351
Ingresos de Explotación	1.123.039	1.337.121	1.726.964	2.536.388	2.418.919
EBITDA	566.518	680.874	765.028	1.060.768	1.257.072
Resultado Neto (3)	110.623	189.541	192.439	433.177	627.053
Índice de Liquidez	0,54	0,91	0,97	0,92	0,96
Coeficiente de Endeudamiento (4)	0,89	0,94	0,94	1,47	1,09

1) Estados financieros confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile.
2) 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, pasaron a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto, en 2008 y 2009, se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.
3) Para los años 2008 y 2009, corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
4) Pasivo total/ patrimonio más interés minoritario.

Identificación de la Empresa y Documentos Constitutivos

IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

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 76 833-0099 SANTIAGO
Teléfono	:	(56 2) 630 9000
Fax	:	(56 2) 635 4720 (56 2) 635 3938
Casilla	:	1392, Santiago
Web Site	:	www.endesachile.cl / www.endesa.cl
Correo Electrónico	:	comunicacion@endesa.cl
Teléfono Relación con Inversionistas	:	(56 2) 634 2329
Fax Relación con Inversionistas	:	(56 2) 635 4980
Auditores Externos	:	KPMG Auditores Consultores Ltda.

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 fs. 61 N° 62 y fs. 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 fs. 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 (CNE); 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.

Además, debe mencionarse 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 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", que 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 éstos 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, a cuya sujeción está sometida la empresa por tener registrados ADR y bonos en dicho mercado; y la de 2007, por la que se modificaron los artículos 5° permanente y 1° transitorio de los estatutos sociales, para reflejar el actual capital de la sociedad y la forma en que éste ha sido suscrito y pagado.

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 la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica.

Durante 42 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 las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP), 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 Centrais Elétricas 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 símbolo EOC.

El 23 de octubre de 2000, Endesa Chile materializó la venta del 100% de las acciones de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (Transelec), adjudicándose el paquete accionario al grupo canadiense Hydro Québec International Inc.

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 símbolo 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 como centrales minihidráulicas, eólicas, geotérmicas, solares, de biomasa y, además, 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 Internacional, 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 definió la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), en el que Endesa Chile participa con 20% y que forma parte de la estrategia frente a la falta de gas natural 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, cuyo objeto es el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado "Proyecto Aysén".

Al 31 de diciembre de 2009, Endesa Chile -directamente o a través de sus filiales y sociedades en las que tiene control conjunto- opera 184 unidades generadoras en Latinoamérica, con una capacidad instalada de 13.864 MW, siendo una de las empresas productoras de energía eléctrica más grandes en la región.

Participación en Filiales, Sociedades de Control Conjunto y Asociadas

SOCIEDADES FILIALES	Participación	
	2008	2009
ARGENTINA		
Endesa Argentina S.A.	100,00%	100,00%
Endesa Costanera S.A.	69,76%	69,76%
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	65,37%	65,37%
Hidroinvest S.A.	96,09%	96,09%
Southern Cone Power Argentina S.A.	100,00%	100,00%
BRASIL		
Ingendesa do Brasil Ltda.	100,00%	100,00%
CHILE		
Central Eólica Canela S.A.	75,00%	75,00%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (SAN ISIDRO S.A.)	100,00%	100,00%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (CELTA S.A.)	100,00%	100,00%
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (INGENDESA)	100,00%	100,00%
Empresa Eléctrica Pangue S.A. (PANGUE S.A.)	94,99%	94,99%
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. (ENIGESA)	99,96%	99,96%
Inversiones Endesa Norte S.A.	100,00%	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. (1)	-	25,52%
PERÚ		
Chinango S.A.C. (2)	-	49,97%
Edegel S.A.A. (EDEGEL) (3)	33,06%	62,46%
Generandes Perú S.A.	61,00%	61,00%

(1) Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. fue constituida el 18 de septiembre de 2009.
(2) El 31 de mayo de 2009, se llevó a cabo la escisión de un bloque patrimonial de Edegel S.A.A., a favor de su subsidiaria Chinango S.A.C.
(3) El 9 de octubre de 2009, Endesa Chile adquirió 29,39% de la filial peruana Edegel.

SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO (1)	Participación	
	2008	2009
CHILE		
Aysén Transmisión S.A. (2)	51,00%	51,00%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén)	51,00%	51,00%
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda.	50,00%	50,00%
Consorcio Ingendesa Minmetal Ltda.	50,00%	50,00%
GasAtacama Chile S.A.	50,00%	50,00%
GasAtacama S.A.	50,00%	50,00%
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	50,00%	50,00%
Gasoducto Taltal S.A.	50,00%	50,00%
Inversiones GasAtacama Holding Limitada	50,00%	50,00%
Progas S.A.	50,00%	50,00%
Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Ltda.	50,00%	50,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	50,00%
CAYMAN ISLANDS		
Atacama Finance Co.	50,00%	50,00%
Energex Co.	50,00%	50,00%

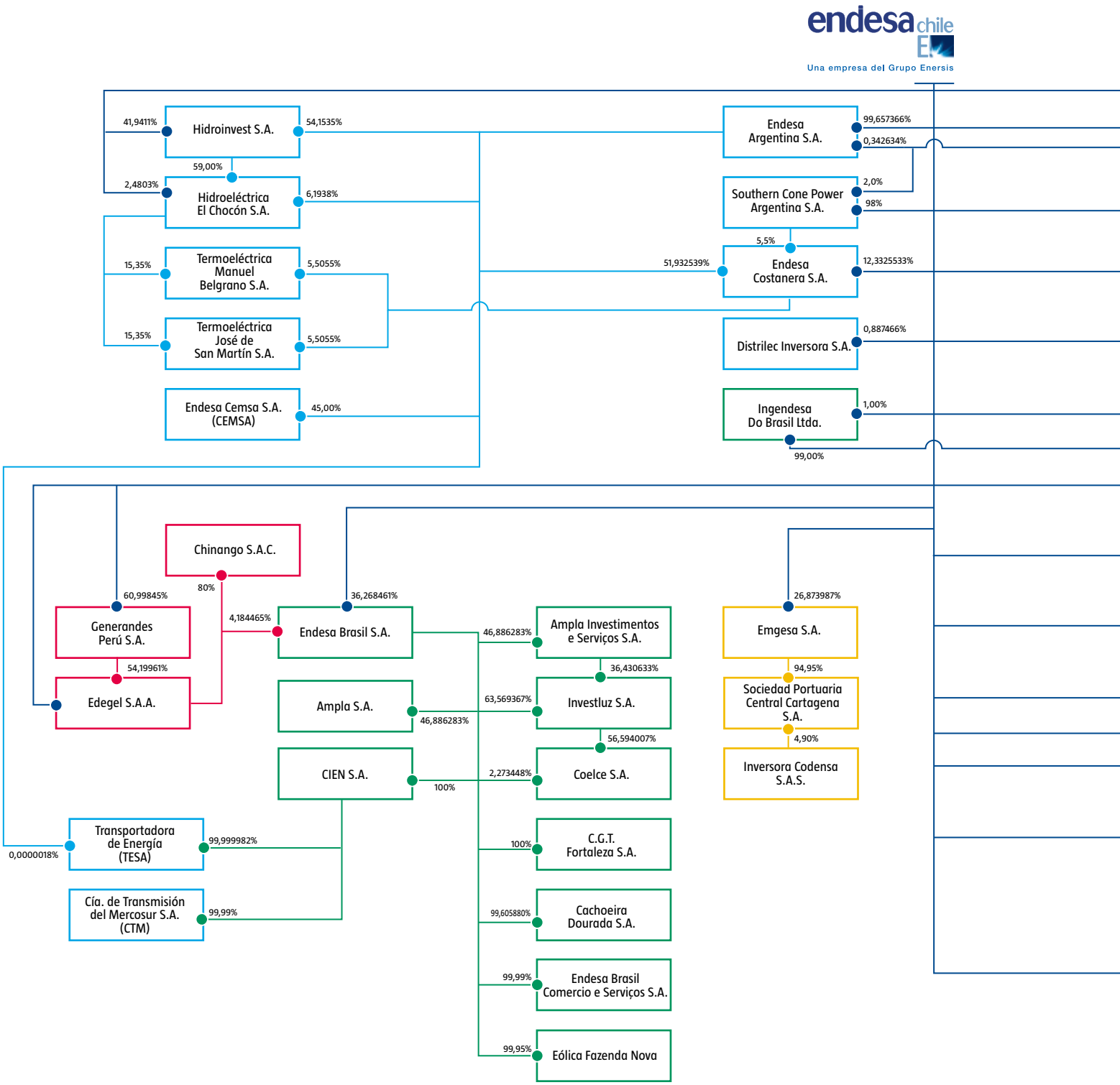
(1) Se consideran Sociedades de Control Conjunto aquellas en las que la sociedad matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con 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.
(2) Con fecha 2 de febrero de 2009 se modificó la razón social de la sociedad HidroAysén Transmisión S.A. por Aysén Transmisión S.A.

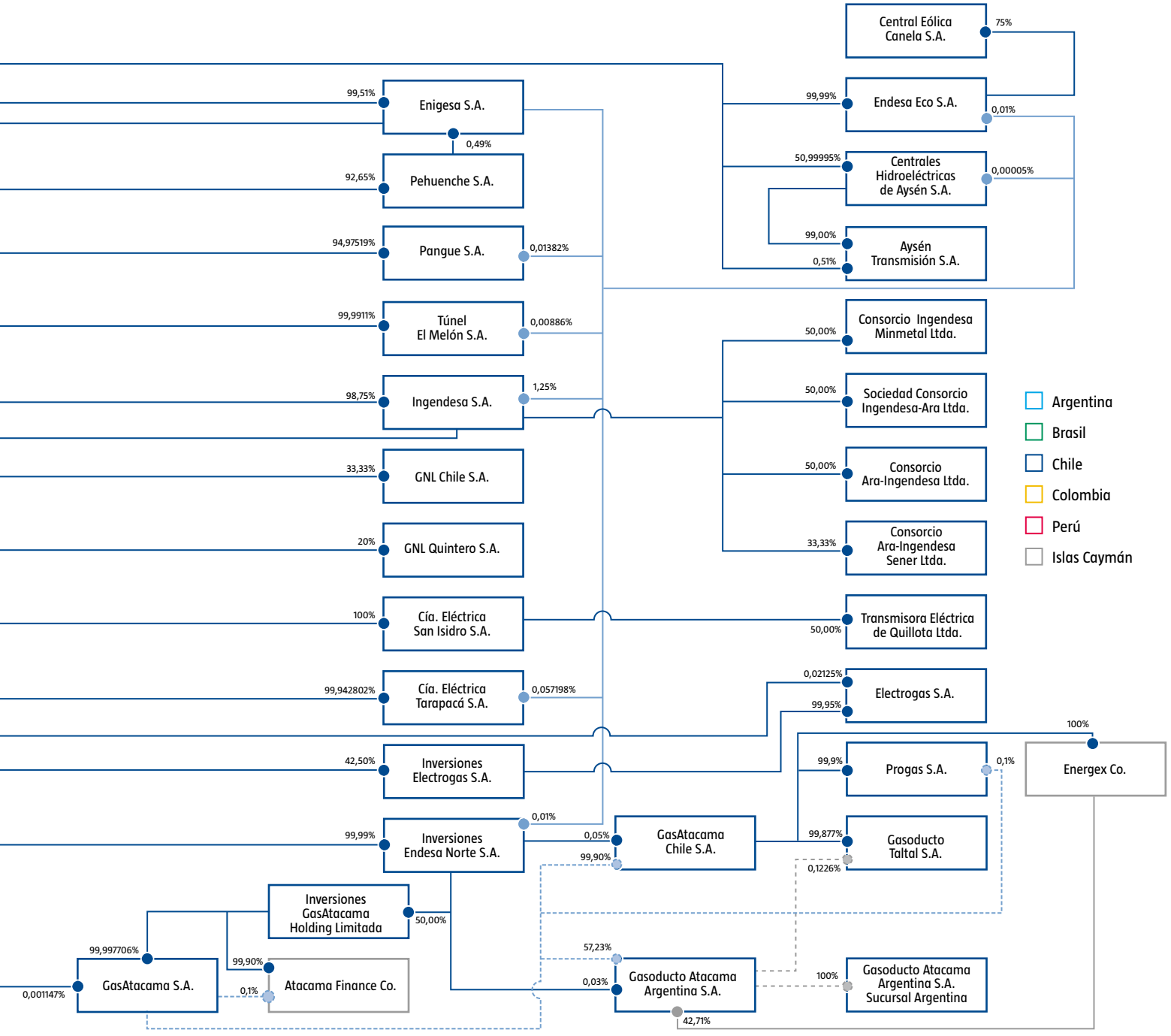
ASOCIADAS	Participación	
	2008	2009
ARGENTINA		
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM)	37,65%	37,65%
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,89%
Endesa Cemsa S.A. (1)	45,00%	45,00%
Termoeléctrica José de San Martín S.A.	13,88%	13,88%
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	13,88%	13,88%
Transportadora de Energía S.A. (TESA)	37,65%	37,65%
BRASIL		
Ampla Energía e Serviços S.A.	17,65%	17,65%
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	17,65%	17,65%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	37,50%	37,50%
CGTF-Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.	37,65%	37,65%
Companhia Energética do Ceará (COELCE)	18,04%	18,04%
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN)	37,65%	37,65%
En-Brasil Comercio e Servicios S.A. (2)	-	38,88%
Endesa Brasil S.A. (3)	37,65%	38,88%
Eólica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energía S.A. (4)	-	38,86%
Investluz S.A.	30,37%	31,36%
CHILE		
Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	33,32%	33,33%
Electrogas S.A	42,50%	42,50%
GNL Chile S.A.	33,33%	33,33%
GNL Quintero S.A.	20,00%	20,00%
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	42,50%

(1) Con fecha 11 de julio de 2008, se modificó la razón social de la sociedad Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. por Endesa Cemsa S.A.
(2) En-Brasil Comercio e Servicios S.A. fue constituida el 18 de agosto de 2009.
(3) El incremento de participación en Endesa Brasil S.A. se debe al aumento de participación de Endesa Chile en Edegel.
(4) Eólica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energía S.A. fue constituida el 16 de septiembre de 2009.

INVERSIONES COSTO FINANCIERO	M$	Proporción de la inversión en el activo de la matriz
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	34.247.788	0,90%
Cía. Elect. Tarapacá S.A.	81.251.309	2,13%
Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	31.263.918	0,82%
Distrilec S.A.	3.033.039	0,08%
Edegel S.A.	209.147.426	5,48%
Electrogas S.A.	2.953	0,00%
Emgesa	175.075.510	4,59%
Endesa Argentina S.A.	96.507.147	2,53%
Endesa Brasil S.A.	423.383.418	11,10%
Endesa Costanera S.A.	2.672.100	0,07%
Endesa Eco S.A.	579.942	0,02%
Enigesa	1.877.227	0,05%
Gas Atacama S.A.	446	0,00%
Generandes Perú S.A.	127.817.912	3,35%
GNL Chile S.A.	527.490	0,01%
GNL Quintero S.A.	19.655.556	0,52%
HidroAysén Transmisión S.A.	114	0,00%
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	3.708.267	0,10%
Hidroinvest S.A.	28.737.651	0,75%
Ingendesa	2.087.347	0,05%
Ingendesa Do Brasil	5.082	0,00%
Inversiones Electrogas S.A.	4.416.740	0,12%
Inversiones Endesa Norte S.A.	73.696.656	1,93%
Pangue S.A.	71.462.585	1,87%
Pehuenche S.A.	162.155.435	4,25%
Southern Cone Power Argentina S.A.	4.990.054	0,13%
Túnel El Melón S.A.	37.683.582	0,99%
Total Inversiones	**1.595.986.694**	**41,83%**

ESTRUCTURA CORPORATIVA




Central Eólica Canela S.A.
75%
99,51%
Enigesa S.A.
99,99%
Endesa Eco S.A.
0,01%
0,49%
50,99995%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.
0,00005%
92,65%
Pehuenche S.A.
99,00%
Aysén Transmisión S.A.
94,97519%
Pangue S.A.
0,01382%
0,51%
99,9911%
Túnel El Melón S.A.
0,00886%
50,00%
Consorcio Ingendesa Minmetal Ltda.
98,75%
Ingendesa S.A.
1,25%
50,00%
Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Ltda.
50,00%
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda.
33,33%
GNL Chile S.A.
33,33%
Consorcio Ara-Ingendesa Sener Ltda.
20%
GNL Quintero S.A.
100%
Cía. Eléctrica San Isidro S.A.
50,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.
99,942802%
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.
0,057198%
0,02125%
Electrogas S.A.
99,95%
100%
42,50%
Inversiones Electrogas S.A.
99,9%
Progas S.A.
0,1%
Energex Co.
0,01%
99,99%
Inversiones Endesa Norte S.A.
0,05%
GasAtacama Chile S.A.
99,877%
Gasoducto Taltal S.A.
99,90%
0,1226%
Inversiones GasAtacama Holding Limitada
50,00%
57,23%
99,997706%
99,90%
Gasoducto Atacama Argentina S.A.
100%
Gasoducto Atacama Argentina S.A. Sucursal Argentina
0,001147%
GasAtacama S.A.
0,1%
Atacama Finance Co.
0,03%
42,71%
Argentina
Brasil
Chile
Colombia
Perú
Islas Caymán

Recursos Humanos

DOTACIÓN DE PERSONAL

El cuadro indica la dotación de personal permanente de Endesa Chile y sus filiales, al 31 de diciembre de 2009[1]:

Empresas	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Otros Trabajadores	TOTAL
ARGENTINA				
Endesa Costanera S.A.	6	260	15	281
Hidroeléctrica El Chocón	1	45	5	51
Total Dotación en Argentina	**7**	**305**	**20**	**332**
CHILE				
Endesa Chile	9	530	56	595
Pehuenche S.A.	3	-	-	3
Pangue S.A.	-	-	-	-
Celta S.A.	1	-	-	1
San Isidro S.A.	-	-	-	-
Central Eólica Canela S.A.	-	-	-	-
Endesa Eco	-	-	-	-
Ingendesa (1)	2	376	39	417
Túnel El Melón S.A.	1	13	2	16
GasAtacama (2)	4	12	80	96
HidroAysén (2)	3	25	1	29
Consorcio Ara-Ingendesa (2)	-	9	6	15
Total Dotación en Chile	**23**	**965**	**184**	**1.172**
COLOMBIA				
Emgesa S.A.	7	388	20	415
Total Dotación en Colombia	**7**	**388**	**20**	**415**
PERÚ				
Edegel S.A.A.	8	200	16	224
Total Dotación en Perú	**8**	**200**	**16**	**224**
TOTAL DOTACIÓN ENDESA CHILE Y FILIALES	**45**	**1.858**	**240**	**2.143**

(1) Por consiguiente, no se incluye la dotación de personal a plazo fijo o por obra, que corresponde a 3 personas de Endesa Chile, 170 de Ingendesa y 15 de Edegel.
(2) En la dotación de personal de la filial chilena Ingendesa, se incluye los empleados de Ingendesa en Brasil y en Perú.
(3) Incluye la dotación de personal proporcional de las sociedades de control conjunto.

ACTIVIDADES DE RECURSOS HUMANOS

GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO Y DESARROLLO DE PERSONAS

Diversas iniciativas se realizaron durante el ejercicio 2009, con el fin de gestionar el conocimiento crítico para el proceso del negocio de generación y su planificación estratégica, coordinando las sinergias que brinda el ser un grupo multinacional y que permite el aprovechamiento del conocimiento distribuido en Latinoamérica, buscando la captación, creación, depuración, uso compartido y puesta en práctica del know how, destacando:

Durante 2009, se continuó con la consolidación del Centro Tecnológico de Formación (CTF), creado en 2008, cuya finalidad es apoyar los procesos de generación, a través de la formación técnica focalizada en la operación y el mantenimiento de centrales generadoras. El balance de actividades arroja un importante avance en la etapa de certificación de operadores (25 colaboradores de centrales generadoras iniciaron sus procesos de evaluación), además de la creación de programas de reciclaje técnico (análisis de fallas en centrales térmicas). De esta forma, 2009 fue el año de la concreción del CTF, toda vez que se concluyó la construcción de las instalaciones para actividades formativas, las que cuentan con avanzadas herramientas, como el simulador de centrales térmicas a carbón, adquirido también en 2009, y cuyo aporte a la formación del personal técnico de la compañía será de alto impacto.

Desde la perspectiva de la capacitación, para Endesa Chile, la gestión del conocimiento sigue siendo una de las prioridades de Endesa Chile. Ella se entiende como la transferencia del conocimiento y experiencia de los trabajadores, de modo que puedan ser utilizados, como un recurso disponible, por otros miembros de la organización. En este contexto, uno de sus pilares es "Campus Latam: Gestión del Conocimiento", espacio virtual para el aprendizaje, que -a través de cursos en la modalidad e-learning, construidos a partir de mallas curriculares de competencias técnicas de explotación y comercial-, permite sistematizar el conocimiento y realizar la formación y desarrollo de las competencias claves del negocio, capturando su know how.

A nivel presencial, el plan de capacitación buscó fortalecer ciertas facultades como el emprendimiento, la innovación, la negociación y la sensibilidad ética. La capacitación en el ámbito técnico-profesional que responda a las necesidades propias del negocio siguió siendo una prioridad. El total de participaciones en el período fue de 4.790, con una cobertura del 83,6% de los trabajadores. El total de horas de capacitación desarrolladas fue de 104.043, lo que determina una tasa de capacitación de 2,7% (horas de capacitación/horas trabajadas). El índice de capacitación fue de 66,2 horas/persona (horas de capacitación/dotación promedio).

ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS HUMANOS

Una parte importante de la actividad de 2009 se concentró en los establecimientos de terreno, tanto en relación con los temas de bienestar como con actividades de Espacio Endesa Chile. En cuanto a lo primero, se realizó una gira por los establecimientos y reuniones con los trabajadores y sus respectivos grupos familiares para introducir la "Política de conciliación entre vida familiar y laboral". Las actividades de Espacio Endesa Chile buscaron otorgar oportunidades de extensión, desarrollo cultural y esparcimiento, en las áreas recreación y deportes.

RELACIONES LABORALES

Como ha sido una constante en la compañía, las relaciones laborales se han desarrollado en plena armonía con los representantes de los trabajadores, a través de un diálogo directo y permanente. En este sentido, en diciembre de 2009, se firmó un contrato colectivo de trabajo con representantes con los sindicatos de ingenieros y de ingenieros de ejecución de Endesa Chile y filiales, vigente entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de diciembre de 2013.

SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL

Endesa Chile fortaleció el desarrollo de actividades tendientes a la protección integral de todos sus trabajadores, fomentando una actitud de autocuidado, centrada en el bienestar de cada persona, su familia y la empresa. En ese contexto, todos los programas buscan mantener el bienestar de los miembros de la organización.

Una muestra de ello son las iniciativas de control individual de salud, los que se construyeron sobre la base de mantener un catastro del historial de control de cada trabajador, desde el momento de ingreso a la organización. Estos planes se definieron según período laboral, agentes de riesgo al que se encuentran expuesto o patologías emergentes. Así, se realizaron charlas y ciclos temáticos en infertilidad, cáncer de próstata y virus VIH.

También se mantuvieron los programas de calidad de vida en prevención de cáncer de mamas, y la promoción y difusión de alimentación saludable, y cuidado de futuras madres.

En el segmento del giro del negocio, se establecen o definen los agentes de riesgo presentes en los distintos oficios, según las matrices de riesgos definidas para las actividades relacionadas y, en relación con ello la vigilancia médica se controla en forma específica, según agentes presentes y otros emergentes, a fin de asegurar un eficaz control de la salud de los trabajadores. En ese esquema, los programas aplicados son de conservación auditiva o de ruido, y los preventivos para inhalantes neumoconiégenos y químicos, de lesiones músculo-esqueléticas y de exposición a campos electromagnéticos.

Por otra parte, en materia de certificaciones, la compañía y sus filiales alcanzaron 100% de estandarización OHSAS 18001:2007, en el período, respecto de la capacidad instalada y los puestos de trabajo. Este hito incluye el aumento de la potencia en 2009 con las centrales Parque Eólico Canela y Quintero. Dicho porcentaje se mantiene al incluir las filiales en Latinoamérica, dada la reciente certificación de la central Santa Rosa, en Perú.

En cuanto a los indicadores de resultados, en 2009 el negocio de generación en Chile presenta un índice de frecuencia (que mide la cantidad de accidentes por millón de horas hombre trabajadas), de 3,3 en trabajadores propios y de 7,4 en trabajadores de empresas contratistas. Por otra parte, se constató un índice de gravedad sin baremos (que mide la cantidad de días perdidos por millón de horas hombre trabajadas, sin incluir los 6.000 días correspondientes a la fatalidad, de acuerdo a la ley chilena), de 68 en trabajadores propios y de 99 en empresas contratistas. Ello, ubica a la compañía por debajo del valor medio de las empresas del rubro, según registro del sistema de mutualidades de Chile.

Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible

Endesa Chile, firmemente comprometida con el desarrollo sostenible, cuenta con una Política de Sostenibilidad Empresarial, la que consta de siete compromisos relacionados con la creación de valor para sus accionistas, la salud, seguridad y desarrollo personal y profesional de sus trabajadores, la calidad del servicio a sus clientes, el buen Gobierno Corporativo, la protección del entorno, la innovación y eficiencia energética, y la preocupación por la comunidad y el desarrollo de las sociedades en las que opera la compañía. Para ello, cada una de las filiales cuenta con Comités de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, conformados por los más altos ejecutivos de la empresa, responsables de definir y controlar las estrategias orientadas a dar cumplimiento a estos compromisos.

Durante 2009, por séptimo año consecutivo, Endesa Chile se sometió a la evaluación de desempeño sostenible que lleva a cabo el instituto de investigación suizo Sustainable Asset Management -SAM Research-, que selecciona a las firmas que formarán parte del Dow Jones Sustainability Indexes (DJSI), donde nuevamente fue seleccionada ENDESA (España). Cabe consignar que Endesa Chile no participa oficialmente en el índice, toda vez que la evaluación de ENDESA considera el desempeño de sus filiales en materia de sostenibilidad.

Para el ejercicio 2009, de las 112 empresas eléctricas listadas en el Dow Jones Global Indexes, se evaluaron 35 para ingresar al DJSI y 54 en total (incluyendo a aquellas que no participaron por la vía oficial, como es el caso de Endesa Chile). De ellas, trece empresas quedaron seleccionadas dentro del DJSI. Se destaca que ENDESA ha sido seleccionada por noveno año consecutivo en los índices DJSI, con un resultado de 78%.

En el ejercicio, Endesa Chile obtuvo también 78%, su mejor puntaje histórico, en la evaluación 2009, ubicándose a 6 puntos porcentuales de la empresa líder del sector, Cía. Energética Minas Gerais. Ello, demuestra el liderazgo y protagonismo de la compañía en materia de Desarrollo Sostenible Empresarial (DSE), a nivel del sector eléctrico internacional, y los logros resultantes de la adopción e implementación de la Política de Sostenibilidad de Endesa Chile.

En 2009, destaca además la obtención de diversos reconocimientos al desempeño en esta materia:

- Segundo lugar en las "Empresas Más Admiradas 2009", de PricewaterhouseCooper y Diario Financiero. Es la primera vez que una empresa eléctrica obtiene este tipo de distinción.
- Décimo lugar en el ranking de las "Diez mejores empresas para madres y padres que trabajan 2009", efectuado por Fundación Chile Unido y Revista Ya, de diario El Mercurio.
- Categoría "Notable" de la Comunicación de Progreso (COP) de Endesa Chile al Pacto Mundial de Naciones Unidas enviada en 2009, reportada a través del Informe de Sostenibilidad 2008.
- Décimo lugar en el Ranking de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) de la Fundación PROhumana, la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC) y Revista Qué Pasa, manteniéndose por cuarto año consecutivo entre las "Top Ten".
- Premio Mejor empresa del sector utilities en Gobierno Corporativo, del IR Global Rankings 2009.
- Premio al mejor Reporte de Sostenibilidad, dimensión Medio Ambiente, por el Informe de Sostenibilidad 2008, otorgado por Acción RSE.

Con el fin de garantizar el cumplimiento de altos estándares ambientales, desde 2001, Endesa Chile ha implementado en cada una de sus instalaciones en Sudamérica, la certificación de sus Sistemas de Gestión Ambiental (SGA) en la Norma ISO 14.001. A diciembre de 2009, esta certificación alcanzó 96,4% de la potencia total instalada. Se recertificaron 13 instalaciones y se mantuvo el certificado de 41 instalaciones, lo que permitió que 99,9% de la generación bruta anual (55.473,6 GWh) estuviera bajo certificación ISO 14.001.

A partir de septiembre de 2009, Endesa Chile definió un nuevo plan de resolución de pasivos ambientales (quinquenio 2010-2015) en Argentina, Chile y Perú. Es del caso señalar que Colombia no reportó pasivos ambientales. Este plan considera la inclusión de nuevos pasivos que han surgido a partir de la operación de las instalaciones, los que -junto a los que ya formaban parte del plan anterior-, ascienden a 67 pasivos por resolver a partir de 2010.

Más información respecto del desempeño ambiental, social y económico que da cuenta de la implementación de los siete compromisos por el Desarrollo Sostenible de Endesa Chile, se encuentra publicada en el Informe de Sostenibilidad 2009 (www.endesa.cl/rse).

En Chile, en 2009, fueron obtenidas las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) de los proyectos "Minicentral Hidroeléctrica Piruquina" (7,6 MW) y "Reubicación de aerogeneradores del Parque Eólico Canela II".

Respecto de la estrategia de la utilización de las energías renovables como un factor importante en la lucha contra el Cambio Climático, el 3 de abril de 2009, el parque eólico Canela fue registrado y reconocido como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Junta Ejecutiva de la Oficina de Cambio Climático de las Naciones Unidas, lo que implicará una reducción anual aproximada de 16.000 tonCO_2, dependiendo del nivel de generación anual que registre esa instalación. En tanto, durante 2009, se iniciaron las actividades para la verificación y certificación de la reducción de gases de efecto invernadero generadas por la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua durante 2008, en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Dicha reducción de emisiones alcanzó las 18.000 tonCO_2/año en el período. Por otro lado, se registraron importantes avances en las gestiones dentro del circuito MDL de otras iniciativas, como la realización de la consulta pública y la validación del Project Design Document (PDD) del proyecto Parque Eólico Canela II y se redactó la versión preliminar del PDD para el proyecto minicentral hidroeléctrica Piruquina (7,6 MW).

GENERACION TOTAL SIC POTENCIA ACTIVA
8427 MW
lenovo

Tecnología e Innovación

En Endesa Chile, la tecnología e innovación son uno de los siete pilares estratégicos de su Plan de Sostenibilidad Empresarial. Esa declaración ha significado la fijación de objetivos y focos concretos para la compañía, para lo cual se ha definido un equipo de innovación formalizado en una gerencia. Colabora positivamente en este desarrollo el Plan Tecnológico impulsado por ENDESA, el que determina actuaciones alineadas con los objetivos estratégicos corporativos, los que inciden transversalmente en las actuaciones de la organización.

El principal desafío en el mediano plazo de esta área es sensibilizar a toda la organización con una cultura, clima y prácticas de innovación arraigados, apoyados por iniciativas que motiven la expresión del talento de los trabajadores. Para ello, existen incentivos concretos y reconocimiento formal a las ideas de los colaboradores en todos los niveles, mecanismos que han dado frutos, particularmente en las áreas productivas y de procesos, lo que ha propiciado un banco de proyectos innovadores de significativo valor para la compañía. A fin de impulsar estos objetivos, se realizan programas de formación para todos los miembros de la empresa.

Endesa Chile ha focalizado sus esfuerzos en las nuevas fuentes de generación, lo que ha determinado la construcción en el país del primer ciclo combinado (San Isidro), la incorporación de energías renovables como minicentrales hidroeléctricas o minihidro (Ojos de Agua) y la construcción del primer parque eólico de Chile conectado al SIC, entre otras.

Entre las finalidades del área se encuentra la búsqueda e incorporación de nuevas tecnologías que mejoren los procesos productivos, como el desarrollo del Centro de Monitoreo y Diagnóstico (CMD) y el "Proyecto de mantenimientos basado en la condición"; este último, con un marcado acento en el avance tecnológico y la investigación que redunde en un cambio trascendente en gestión del mantenimiento de los activos.

En el ámbito de la Eficiencia Energética (EE), se han comprometido los esfuerzos de la organización mediante la publicación de una Política de EE, que se ha materializado en programas de eficiencia operativa, auditorías de EE a centrales y en proyectos específicos como la aplicación de tecnología al sistema de iluminación y climatización del Edificio Corporativo, en Santiago.

En el área de la investigación científica, se diseñaron modelos aplicados a sistemas predictivos únicos y se desarrolló el primer mapa de potencial eólico de Chile, con tecnología satelital. Basada en esta última, se encuentra en desarrollo también un modelo de predicción de caudales, derivados del derretimiento de las nieves (deshielos).

Es parte de la visión estratégica de la compañía el decidido apoyo a los trabajadores en el ámbito de la innovación, a través de la permanente incorporación de conocimiento, mediante herramientas de e-learning o de formación. Ejemplo de lo anterior es también el fortalecimiento del Centro Tecnológico de Formación (CTF).

Asimismo, Endesa Chile mantiene vinculaciones con sus principales grupos de interés, como son sus clientes, los consumidores finales, reguladores, proveedores, centros de investigación y universidades, entre otros. En ese ámbito, se impulsa una red de colaboración en Eficiencia Energética con los clientes, instancia con la que se busca propiciar la transferencia de conocimientos y la detección de nuevas oportunidades de mutua colaboración.

También en el marco de la gestión de conocimientos, cabe mencionar el aporte de la red de especialistas externos que aportan en temas técnicos y de tendencias tecnológicas para el sector de la generación de energía eléctrica. Así las cosas, se gestiona a nivel regional la iniciativa CIDE (Círculos de Innovación de Endesa), que permite compartir información con altos estándares de confianza con los proveedores de alto valor agregado, que al -conocer los retos tecnológicos de la generadora-, proveen soluciones únicas e innovadoras.

En el ámbito de la investigación y la academia, Endesa Chile mantiene nexos que han permitido el desarrollo de sistemas expertos de apoyo a la explotación de centrales. En este mismo lineamiento se entienden las vinculaciones con el Club de la Innovación de la Universidad Adolfo Ibáñez, el que impulsa el intercambio de experiencias de más de treinta grandes empresas chilenas que buscan mejorar sus procesos en esta área.

Para el cumplimiento de los objetivos en los ámbitos de la tecnología y la innovación se han focalizado planes de actuación basados en las siguientes líneas estratégicas:

- Promover la mejora de procesos en generación, aplicando nuevas herramientas de gestión.
- Impulsar actividades de tecnología en los procesos internos, con la aplicación de herramientas de procesamiento analítico e inteligencia artificial.
- Fomentar la investigación de fuentes alternativas de generación en el ámbito de las ERNC.
- Propiciar programas de gestión de la Eficiencia Energética en los procesos productivos internos, en aquellos relacionados con los clientes y en las comunidades aledañas a las centrales.

- Fomentar la adaptación del recurso humano a los nuevos desafíos tecnológicos.

La formalización de los objetivos se lleva a cabo mediante el desarrollo de un programa de trabajo gestionado por la Gerencia de Soporte Técnico y Tecnología, y que es dirigido por un Comité de Tecnología y Eficiencia Energética, en el que participan representantes de todas las áreas de la compañía.

Algunos de los proyectos más relevantes son:

- Desarrollo de modelo de mantención en condición en centrales hidráulicas y térmicas. Con él, se busca desarrollar un modelo genérico, determinando la tecnología e inversiones que serían necesarias para monitorear integralmente una unidad generadora por su condición de operación. Se espera establecer un primer prototipo en las centrales Pehuenche y Tarapacá, y evaluar la conveniencia de extenderlos al resto del Grupo.

- Gestión del conocimiento externo. Como continuación del proyecto iniciado en 2007, se espera actualizar la base de datos desarrollada en su oportunidad respecto del conocimiento externo disponible en el mundo y que sea de utilidad para las diferentes áreas del mantenimiento en Latinoamérica (en las áreas eléctrica, mecánica-térmica, mecánica-hidráulica, civil y de control). Se redefinirá el conocimiento experto necesario, se identificarán las empresas y/o especialistas que disponen de él, y se establecerán los procesos y mecanismos de colaboración con los diferentes países, de forma que los especialistas tengan acceso fluido a la información. Durante 2009, se establecieron convenios para facilitar la disponibilidad del conocimiento en diez áreas de interés de ingeniería.

- Proyecto de Eficiencia Energética en el edificio corporativo. Aplicación de mejores prácticas y tecnologías orientadas a la reducción del consumo energético en el Edificio Endesa en Santiago, considerando la iluminación y clima. Se estima que una vez implementadas estas tecnologías, el edificio logrará un ahorro de 60% de su consumo actual.

- Aumento de eficiencia de rodetes en centrales hidráulicas. El objetivo es lograr un aumento del rendimiento actual de las turbina, obteniendo un funcionamiento técnicamente aceptable en todo el rango de operación, aumentando la confiabilidad y prolongando la vida útil del activo. Para ello, éstos deberán reemplazarse por otros de diseño optimizado, que permitan una mayor generación con el mismo caudal turbinado.

- Plan de capacitación para trabajadores. Se editó el Manual de Eficiencia Energética de Endesa Chile, orientado a difundir los aspectos generales de la temática como aporte a la disminución de la demanda energética y de la contribución de ésta a los problemas ambientales, tales como el "Cambio Climático" y a colaborar en la capacitación de los trabajadores de centrales térmicas, principalmente en aspectos de eficiencia operativa.

DESAFÍOS

La meta para los próximos años en estas áreas es ampliar las capacidades de ejecución de los programas de trabajo, aprovechando las sinergias existentes.

Del mismo modo y sobre la base de un diagnóstico, revitalizar el programa de innovación, considerando las fortalezas y espacios de mejora detectados.

Propiedad de la Empresa y Transacciones Bursátiles

PROPIEDAD DE LA EMPRESA

Al 31 de diciembre de 2009, el capital accionario de la sociedad ascendía a 8.201.754.580 acciones suscritas y pagadas, distribuidas en 19.252 accionistas.

DOCE MAYORES ACCIONISTAS

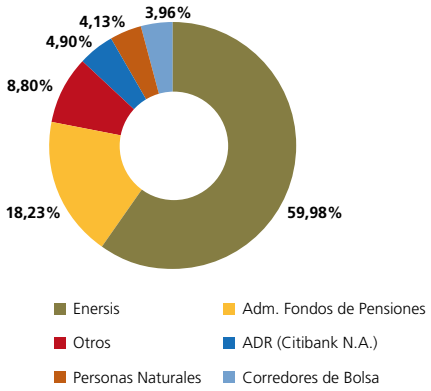
Nombre	RUT	Cantidad de Acciones	% de Participación
Enersis S.A. (1)	94.271.000-3	4.919.488.794	59,98%
AFP Provida S.A.	98.000.400-7	448.134.058	5,46%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	406.740.382	4,96%
Citibank N.A., según circular 1375 SVS	97.008.000-7	402.077.970	4,90%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	342.320.816	4,17%
AFP Cuprum S.A.	98.001.000-7	248.288.934	3,03%
Banco de Chile, por cuenta de terceros	97.004.000-5	119.175.463	1,45%
BanChile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	89.783.635	1,09%
Banco Itaú, por cuenta de inversionistas	76.645.030-K	74.694.975	0,91%
Banco Santander, por cuenta de inv. extranjero	97.036.000-K	53.485.722	0,65%
Bolsa Electrónica de Chile Bolsa de Valores	96.551.730-K	52.512.079	0,64%
AFP Planvital S.A.	98.001.200-K	49.685.740	0,61%
Total		**7.206.388.568**	**87,86%**

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

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 2009 no hubo transacciones de accionistas mayoritarios de la compañía.

DISTRIBUCIÓN DE LA PROPIEDAD



CAMBIOS EN LA PROPIEDAD

Los cambios de mayor importancia que se produjeron en la propiedad de Endesa Chile durante 2009 se indican a continuación:

- CITIBANK N.A. según Circular 1375 de la SVS disminuyó su participación de 5,49% en 2008, a 4,90% en 2009.
- AFP PROVIDA S.A. disminuyó su participación de 6,47% en 2008, a 5,46% en 2009.
- AFP HABITAT S.A. aumentó su participación de 4,81% en 2008, a 4,96% en 2009.
- AFP CAPITAL S.A. disminuyó su participación de 4,55% en 2008, a 4,17% en 2009.
- AFP CUPRUM S.A. disminuyó su participación de 3,53% en 2008, a 3,03% en 2009.
- Banco de Chile, por cuenta de Terceros disminuyó su participación de 2,12% en 2008, a 1,45% en 2009.
- BANCHILE Corredores de Bolsa S.A. aumentó su participación de 0,93% en 2008, a 1,09% en 2009.
- Banco Itaú, por cuenta de Inversionistas, aumentó su participación de 0,55% en 2008, a 0,91% en 2009.

TRANSACCIONES DE ACCIONES DE ENDESA CHILE EFECTUADAS POR DIRECTORES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES DE LA COMPAÑÍA

En 2008 y 2009, no se efectuaron transacciones de acciones de Endesa Chile por parte de directores y ejecutivos principales de la compañía.

SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES 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 2009 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 18.046 y los artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades Anónimas, ni del Comité de Directores.

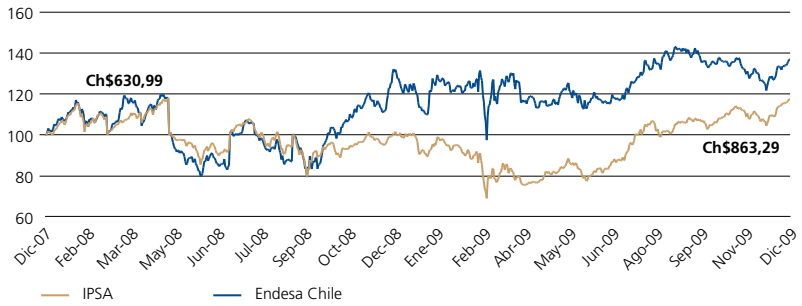
INFORMACIÓN DE MERCADO

Durante los dos últimos años, los títulos bursátiles de Endesa Chile mostraron un alto desempeño en los mercados en los que se efectúan transacciones, aun bajo el entorno económicamente complejo que caracterizó este período.

BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO (BCS)

El gráfico muestra la evolución de las acciones chilenas de Endesa Chile durante los dos últimos años comparado con el Índice de Precios Selectivo de Acciones (IPSA):

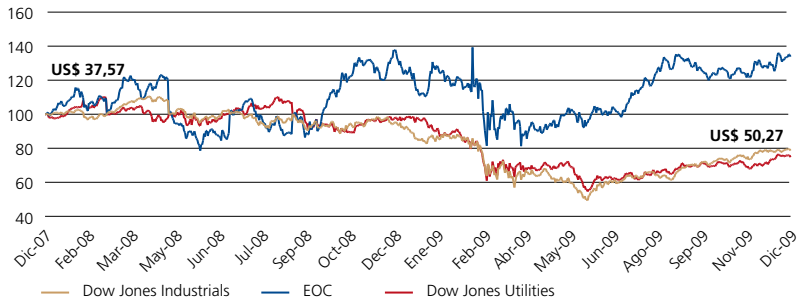
Variación del período	2008	2009	2008-2009
ENDESA CHILE	16,3%	17,6%	36,8%
IPSA	-22,1%	50,7%	17,4%



BOLSA DE COMERCIO DE NUEVA YORK (NYSE)

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

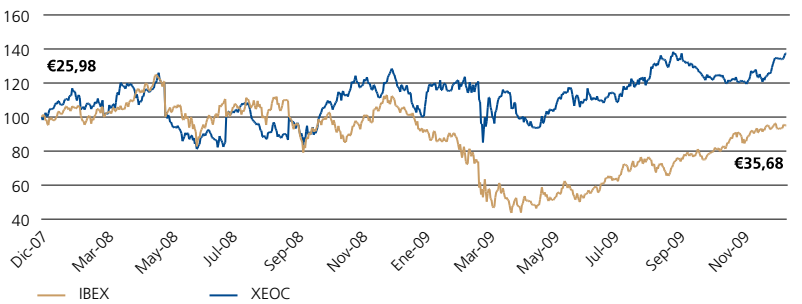
Variación del período	2008	2009	2008-2009
EOC	-10,9%	50,1%	33,8%
Dow Jones Industrial	-33,8%	18,8%	21,4%
Dow Jones Utilities	-30,4%	7,3%	25,3%



BOLSA DE VALORES LATINOAMERICANOS DE LA BOLSA DE MADRID (LATIBEX)

El gráfico muestra el desempeño de las acciones de Endesa Chile (XEOC) listadas en la Bolsa de Madrid (Latibex), en los dos últimos años y su índice local comparable, IBEX.

Variación del período	2008	2009	2008-2009
ENDESA CHILE XEOC	-6,2%	46,4%	37,3%
IBEX-35	-51,8%	97,2%	-4,9%



TRANSACCIONES BURSÁTILES

TRANSACCIONES BURSÁTILES EN LAS BOLSAS DE COMERCIO DE CHILE

Durante 2009, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 1.475 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de $1.184.845 millones. A su vez, en la Bolsa Electrónica de Chile se transaron 213 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de $176.076 millones. Finalmente, en la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron 6,3 millones de acciones de Endesa Chile, por un valor de $5.111 millones.

La acción de Endesa Chile cerró 2009 con un precio de $863,29 en la Bolsa de Comercio de Santiago, $864,50 en la Bolsa Electrónica y $859,00 en la Bolsa de Valores de Valparaíso.

TRANSACCIONES BURSÁTILES EN LA BOLSA DE COMERCIO DE NUEVA YORK (NYSE)

En Estados Unidos, en tanto, se transaron 38,2 millones de ADR de Endesa Chile en 2009, por un valor de US$ 1.658,12 millones. Un ADR representa 30 acciones de Endesa Chile. El precio del ADR de Endesa Chile cerró el ejercicio en US$ 50,27.

TRANSACCIONES BURSÁTILES EN LA BOLSA DE MADRID (LATIBEX)

En 2009, en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) se transaron 377.956 unidades de contratación de Endesa Chile, por un valor de € 11,7 millones. La unidad de contratación representa 30 acciones de la compañía. El precio de la unidad de contratación cerró el año en €35,68.

INFORMACIÓN BURSÁTIL TRIMESTRAL DE LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS

Bolsa de Comercio de Santiago			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado ($)	Precio Promedio ($)
1er Trimestre 2007	306.879.541	216.501.794.348	705,49
2do Trimestre 2007	344.697.663	284.839.875.135	826,35
3er Trimestre 2007	377.158.846	282.912.945.068	750,12
4to Trimestre 2007	572.973.909	392.460.529.251	684,95
1er Trimestre 2008	490.571.211	299.444.828.353	610,40
2do Trimestre 2008	397.007.148	298.615.080.749	752,17
3er Trimestre 2008	308.891.942	240.360.527.065	778,14
4to Trimestre 2008	543.383.717	407.554.225.600	750,03
1er Trimestre 2009	447.013.386	329.787.457.532	737,76
2do Trimestre 2009	324.825.960	258.296.691.935	795,18
3er Trimestre 2009	309.797.829	270.026.978.883	871,62
4to Trimestre 2009	393.553.068	326.733.507.128	830,21

Bolsa Electrónica de Chile			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado ($)	Precio Promedio ($)
1er Trimestre 2007	62.775.765	44.612.124.365	710,66
2do Trimestre 2007	50.911.379	42.321.730.211	831,28
3er Trimestre 2007	88.645.262	66.387.145.344	748,91
4to Trimestre 2007	112.003.418	77.750.108.734	694,18
1er Trimestre 2008	102.476.275	62.215.802.610	607,12
2do Trimestre 2008	65.043.033	48.701.907.192	748,76
3er Trimestre 2008	63.328.136	49.145.008.217	776,04
4to Trimestre 2008	68.820.323	50.494.636.859	733,72
1er Trimestre 2009	32.670.159	24.264.764.478	742,72
2do Trimestre 2009	46.930.229	37.906.412.950	807,72
3er Trimestre 2009	48.022.917	42.193.871.497	878,62
4to Trimestre 2009	85.083.517	71.711.309.637	842,83

Bolsa de Valores de Valparaíso			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado ($)	Precio Promedio ($)
1er Trimestre 2007	1.279.873	913.050.311	713,39
2do Trimestre 2007	599.905	485.289.569	808,94
3er Trimestre 2007	776.176	570.912.973	735,55
4to Trimestre 2007	655.236	443.844.161	677,38
1er Trimestre 2008	501.223	275.657.256	549,97
2do Trimestre 2008	293.791	220.362.868	750,07
3er Trimestre 2008	196.823	147.578.523	749,80
4to Trimestre 2008	1.193.613	881.567.691	738,57
1er Trimestre 2009	645.361	489.305.421	758,19
2do Trimestre 2009	3.493.136	2.762.398.145	790,81
3er Trimestre 2009	764.634	664.524.204	869,08
4to Trimestre 2009	1.426.791	1.194.517.595	837,21

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado (US$)	Precio Promedio (US$)
1er Trimestre 2007	4.877.941	191.173.435	39,29
2do Trimestre 2007	8.226.297	385.486.351	46,55
3er Trimestre 2007	9.031.700	393.279.422	43,59
4to Trimestre 2007	7.901.232	334.816.414	42,03
1er Trimestre 2008	7.063.600	276.754.247	39,68
2do Trimestre 2008	5.027.000	241.283.866	47,91
3er Trimestre 2008	6.047.805	272.282.869	44,82
4to Trimestre 2008	11.619.992	412.345.314	35,74
1er Trimestre 2009	10.235.274	375.399.388	36,79
2do Trimestre 2009	10.794.476	454.701.639	42,17
3er Trimestre 2009	6.674.199	321.194.067	48,04
4to Trimestre 2009	10.524.682	506.828.213	48,04

Política de Inversiones y Financiamiento

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2009 aprobó la siguiente Política de Inversiones y Financiamiento:

POLÍTICA DE INVERSIONES 2009

Durante el ejercicio 2009, la sociedad efectuará inversiones según lo establecen sus estatutos, en las siguientes áreas de inversión, indicándose en cada caso el límite máximo:

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 al 15% del patrimonio más interés minoritario del balance consolidado de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2008.

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 2009, un monto equivalente al 15% del patrimonio más interés minoritario del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2008.

3. OTRAS INVERSIONES

3.1 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 al 15% del patrimonio más interés minoritario del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2008.

3.2 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 al 5% del patrimonio más interés minoritario del balance consolidado de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2008.

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.

POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO 2009

La Política de Financiamiento de la sociedad considera que el nivel de endeudamiento, definido como la relación del pasivo total respecto del patrimonio más el interés minoritario del balance consolidado, no sea mayor a 2,20. 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.

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° 3500, 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 la Empresa Eléctrica Pangue 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.

Resumen Operacional de Endesa Chile, Sociedades Filiales y Sociedades de Control Conjunto

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 sociedades filiales operan 181 unidades, a lo largo de cuatro países en Latinoamérica, con una capacidad instalada total de 13.474 MW. Si se incluye el 50% de la potencia de la central Atacama, de la sociedad de control conjunto GasAtacama, se alcanza 184 unidades, con una capacidad instalada de 13.864 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 el 14% del total del sistema interconectado argentino.

Endesa Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile y una de las compañías más grandes del país, que opera un total de 5.650 MW de potencia, lo que representa el 37% de la capacidad instalada en el mercado local. El 61,3% de la capacidad instalada de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile es hidráulica, el 37,3%, térmica, y 1,4%, 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 5.078 MW a este sistema, equivalente a cerca de 45%. 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 182 MW, que representa el 5% 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 al 16%.

En Colombia, a través de Emgesa, opera un total de 2.895 MW de potencia, cifra equivalente al 21% de la capacidad instalada de ese país.

En Perú, por medio de Edegel, opera un total de 1.667 MW de potencia, que representa el 29% 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 la matriz española ENDESA, S.A. Endesa Brasil cuenta con 987 MW de capacidad instalada, a través de Cachoeira Dourada y Endesa Fortaleza, y dos líneas de transmisión de una capacidad instalada total de 2.100 MW, a través de CIEN. Endesa Chile opera los activos de generación de Endesa Brasil.

(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 elaborados según las Normas Internacionales de Información Financiera. Cabe consignar que los Estados Financieros de 2008 también fueron presentados bajo la nueva normativa. Producto de este cambio, GasAtacama -sociedad de control conjunto en la que Endesa Chile tiene 50% de participación-, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto, en 2008 y 2009 se incluye el 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de la central Atacama.

CAPACIDAD INSTALADA, GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA DE ENDESA CHILE, SOCIEDADES FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO

Capacidad Instalada (MW) (1)	2008	2009
Argentina	3.652	3.652
Chile (2)	5.283	5.650
Colombia	2.895	2.895
Perú	1.467	1.667
TOTAL	**13.297**	**13.864**

Generación de Energía Eléctrica (GWh) (3)	2008	2009
Argentina	10.480	11.955
Chile (2)	21.267	22.239
Colombia	12.905	12.674
Perú	8.102	8.163
TOTAL	**52.754**	**55.030**

Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2008	2009
Argentina	11.098	12.405
Chile (2)	21.532	22.327
Colombia	16.368	16.806
Perú	8.461	8.321
TOTAL	**57.458**	**59.859**

(1) Potencias certificadas por Bureau Veritas. 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". 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 esos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima certificados 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 instancias y a satisfacción de los marcos contractuales pertinentes. La sociedad Bureau Veritas efectúa la certificación de normas nacionales e internacionales relacionadas con los temas de calidad, ambiente, seguridad y responsabilidad social.
(2) 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 elaborados según las Normas Internacionales de Información Financiera. Cabe consignar que los Estados Financieros de 2008 también fueron presentados bajo la nueva normativa. Producto de este cambio en las normas contables, GasAtacama -sociedad de control conjunto en la que Endesa Chile tiene 50% de participación-, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto, en 2008 y 2009 se incluye el 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.

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR INDUSTRIAL

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

ARGENTINA

La Ley 24.065, de enero de 1992 o "Ley Eléctrica argentina", divide la industria eléctrica en tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está organizado sobre la base de productores independientes, que compiten al vender su producción en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), o bien, a través de contratos privados con otros agentes. El sector de transmisión lo componen empresas que transportan la electricidad desde los puntos de

generación hacia los de consumo, sobre la base de un sistema de libre acceso. Las distribuidoras pueden comprar la energía, a través de contratos o en el MEM.

El sistema de despacho argentino incluye la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), organismo encargado del despacho, que coordina la operación más económica del sistema. El Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) está encargado del control y vigilancia del cumplimiento de la normativa en el sector. La Secretaría de Energía (SE) es la entidad encargada de fijar las políticas, reglamentos y procedimientos que norman el sector energético y, en particular, el eléctrico.

Las compañías de generación venden su energía a empresas de distribución y a otros grandes clientes, a través del Mercado Eléctrico Mayorista por medio de contratos. Existen tres tipos de precios: contractuales, estacionales y spot. Los precios contractuales se establecen libremente entre las partes. Los precios estacionales, calculados por CAMMESA cada seis meses y sancionados por la Secretaría de Energía, son los que deben pagar las distribuidoras que compran en el mercado mayorista. Finalmente, el precio spot se utiliza para valorar transacciones entre generadores y/o con clientes libres, para suplir su déficit o excesos de generación respecto de sus compromisos contractuales.

Además de la remuneración por las ventas de energía, las generadoras reciben un pago por potencia que se basa en la potencia puesta a disposición del sistema en algunas horas del día y en la potencia base calculada por CAMMESA para cada período anual mayo-abril.

Luego de la crisis de 2001, que llevó al dictamen de la Ley de Emergencia Económica en 2002 y que -con la última prórroga-, siguió vigente hasta diciembre de 2009, el mercado eléctrico debió afrontar una serie de modificaciones que introdujo el Estado para asumir el fin de la convertibilidad y evitar alzas de tarifas. Entre las principales medidas, se dictó la Resolución 240/2003, que define un precio spot máximo y establece la cobertura de costos de operación para las centrales térmicas que operan con combustibles derivados del petróleo; y la Resolución 406/2004, que prioriza los pagos que debe realizar CAMMESA a los agentes generadores en función de la recaudación que obtiene de las tarifas reguladas que pagan los distribuidores. Estas medidas fueron tomadas con carácter provisorio, pero aún siguen vigentes.

A diciembre de 2009, la capacidad instalada del MEM alcanzó los 27.044 MW, de los cuales 38,9% correspondían a capacidad hidroeléctrica. La demanda máxima en 2009 fue de 19.566 MW y el consumo anual llegó a 104.592 GWh. La demanda se redujo en 1,3% en relación con 2008.

Endesa Chile, a través de sus filiales Endesa Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., es uno de los principales operadores en la actividad de generación en Argentina, y representó el 13,5% del total de la capacidad instalada en el MEM, y 11,9% de las ventas de energía durante 2009. Adicionalmente, mediante sus filiales Endesa Chile participa en sociedades a cargo de la construcción de dos nuevos ciclos combinados, coordinado por el FONINVEMEM, alcanzando 5,51% y 15,35% de la propiedad, respectivamente.

Otros operadores importantes en este mercado son Sadesa, AES, Pampa Energía, Pluspetrol y Petrobrás.

Mercado Eléctrico

Luego de las intervenciones al mercado y la dificultad de promover inversiones en infraestructura por parte del sector privado, la Secretaría de Energía ha dictado una serie de normas tendientes a promover y facilitar la instalación de nuevos proyectos de generación a corto plazo. Entre ellas, destacan:

- La Res. MEYP Nº728/2004, art. 8, que define que tendrán especial tratamiento aquellos proyectos referidos a obras de infraestructura identificadas como críticas para el desarrollo de la economía del país, considerándose para ello aquellas destinadas a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

- La Res. S.E. N° 712/2004, en primera instancia, y -luego- la Res. S.E. N° 564/2007, que convocó a los agentes privados acreedores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para manifestar formalmente su decisión de participar en la conformación del fondo para inversiones necesarias que permitieran incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista (FONINVEMEM), mediante el aporte de 50% del total de las liquidaciones de venta entre 2005 y 2007, con vencimiento a definir. Con estos fondos, se han puesto en marcha dos proyectos termoeléctricos en ciclo combinado: central térmica Manuel Belgrano y central térmica José de San Martín, las que ingresaron al MEM operando en ciclo abierto en el primer semestre de 2008, con una potencia instalada de 1.125 MW. El 7 de enero de 2010 y el 2 de febrero de 2010 obtuvieron la habilitación comercial los ciclos combinados de la central termoeléctrica Manuel Belgrano y de la central termoeléctrica José de San Martín, respectivamente, con lo que ambas plantas alcanzan un total de 1.700 MW de capacidad instalada.

- Las resoluciones S.E. N° 1215/2007, N° 1359/07, N° 2017/07 y N° 2018/07, que declaran a las nuevas obras presentadas como "Obras de Infraestructura Crítica".

- Las Resoluciones S.E. N° 220/2007 (extendida por Res. 200/2009) y N° 724/08, que habilitan a CAMMESA a firmar contratos de abastecimiento a precios especiales que permitan la instalación de nuevas centrales generadoras o la ampliación o repotenciación de unidades existentes.

- La Resolución S.E. N° 762/2009, que crea el programa nacional de obras hidroeléctricas y tiene como objetivo principal incentivar y sostener la construcción de centrales hidroeléctricas, cuya duración será la necesaria para permitir la finalización de la totalidad de las obras que se incorporen al mencionado programa.

Mercado del gas

En relación con el abastecimiento de gas natural en el sistema, cabe destacar que:

- El gobierno argentino ha implementado una serie de medidas tendientes a elevar la disponibilidad interna de gas natural, entre las que se incluyen, fomentar el aumento de producción interna, incentivar nuevas inversiones en exploración y producción, potenciar expansiones en transporte y distribución energéticas, y sellar acuerdos para la importación de gas

natural. En relación con esta última medida, en octubre de 2006, los gobiernos de Bolivia y Argentina suscribieron un contrato de suministro de gas natural entre YPFB y Enarsa, con vigencia hasta 2026. Si bien es cierto que los volúmenes contractuales de los primeros años son bajos, del orden de 7,7 MMm³/d, para hacerlos compatibles con la infraestructura de transporte existente, durante 2007 y 2008, Bolivia ha mostrado dificultades para cumplir con el suministro con Argentina cada vez que Brasil aumenta su demanda contractual, como ocurrió en el segundo semestre de 2008, cuando las importaciones promedio de gas desde Bolivia fueron del orden de 2,0 MMm³/d. Para los siguientes años, el contrato entre Bolivia y Argentina contempla volúmenes superiores, hasta llegar a los 27,7 MMm³/d a partir de 2010.

- Desde mayo de 2008, Enarsa inició inyecciones de Gas Natural Licuado (GNL), a través de barcos regasificadores traídos desde Trinidad y Tobago hasta Bahía Blanca, lo que ha significado unas importaciones promedio del orden de 4 MMm³/d. Durante 2009, se continuó con la importación de GNL, que alcanzó volúmenes del orden de 770 MMm³ en el período invernal.

- CAMMESA efectúa el aprovisionamiento del combustible líquido a las centrales térmicas del MEM, con el propósito de suplir las restricciones del abastecimiento de gas que afectaron significativamente a las centrales durante la temporada invernal.

- Con respecto al abastecimiento para las centrales en Argentina, es importante señalar que tras la entrada en vigencia de la Resolución S.E. 599/2007, mediante la cual se homologa la propuesta de acuerdo entre los productores de gas natural y el gobierno, tendiente a satisfacer la demanda doméstica argentina durante el período 2007-2011, se iniciaron negociaciones con diversos productores, con el objeto de contratar suministro para Central Costanera, a fin de lograr acuerdos de abastecimiento mensual.

- En julio de 2009, los productores de gas suscribieron un acta de acuerdo con el Ministerio de Planificación, en que se otorga una revisión de tarifas que -en el caso del gas para el sector eléctrico- implica un alza del orden de 30% entre julio y diciembre de 2009.

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, y su correspondiente reglamento, explícito en el D.S. N°327 de 1998, cuyas modificaciones se encuentran refundidas en el DFL N° 4/20.018 del 12 de mayo de 2006. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley: 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 Ministerio de Economía, que revisa y aprueba las tarifas propuestas por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a compañías de

generación, transmisión y distribución eléctrica, previo informe de la SEC. La ley establece un Panel de Expertos, el que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

De acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos, las compañías involucradas en la generación en un sistema eléctrico deben coordinar sus operaciones a través del 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 que se valoran las transferencias de energía entre generadores.

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 costo marginal.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) **Clientes regulados:** Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 2.000 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. A estos consumos, aplica el precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras, correspondiente al que resulte de las licitaciones que éstas llevan a cabo conforme a la normativa vigente. Cabe indicar que a partir de 2010, comenzarán a aplicar los precios que resultaron de los procesos de licitación que se llevaron a cabo durante el período 2006-2009, sin perjuicio de que para 2009 siguió aplicando el precio de nudo como el valor máximo que las generadoras pueden cobrar a las distribuidoras y que son calculados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema eléctrico en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses en el del SING.

(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 kW y 2.000 kW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados.

(iii) **Mercado spot:** 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 N° 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo. Durante el período 2006-2009, diversas empresas distribuidoras realizaron licitaciones, cerrándose contratos de suministro por un total aproximado de 25.000 GWh/año, contratos que tienen una duración aproximada de diez años y que cubren del orden del 86% de la demanda regulada esperada para el ejercicio 2011.

Los principales proyectos reglamentarios tratados en 2008 y 2009 fueron:

a) En marzo de 2008 se promulgó la Ley N° 20.258, que establece la devolución del impuesto específico al petróleo diesel a favor de las empresas generadoras hasta el ejercicio 2011.

b) En abril de 2008 se promulgó la Ley N° 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, 5% de su energía comercializada provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente esta obligación en 0,5% anual desde el ejercicio 2015 hasta 2024, cuando ésta alcanzará 10%.

c) En agosto de 2008, el gobierno ingresó al Congreso la Ley Corta III. El texto incorpora la participación del Panel de Expertos en diversas instancias del proceso de fijación de tarifas de las empresas de distribución como un mecanismo de solución de discrepancias entre el ámbito privado y la autoridad del sector.

d) En diciembre de 2008 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.304, que norma la operación de embalses frente a alertas y emergencias de crecidas. Esta ley faculta a la Dirección General de Aguas (DGA), organismo dependiente del Ministerio de Obras Públicas (MOP), a exigir a las hidroeléctricas un manual de operación ante crecidas. En caso de incumplimientos, las multas podrían alcanzar hasta 6.000 Unidades Tributarias Anuales (UTA).

e) El 3 de abril de 2009 se publicó, en el Diario Oficial, la Ley N° 20.339, que incorpora el combustible Gas Natural Licuado (GNL) al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (FEPCO). El mecanismo tiene por objetivo el equilibrio de precios relativos entre el GNL y el gas licuado de petróleo (GLP) y el petróleo diesel. Se establece un impuesto a beneficio fiscal o un crédito de cargo fiscal al GNL, cuyo monto por metro cúbico será igual al impuesto/crédito del mismo período que se aplique al combustible de menor valor, en unidades de energía, entre el GLP y el petróleo diesel. Resta la publicación del reglamento correspondiente.

f) El 19 de junio de 2009, la Presidenta de la República dictó un instructivo presidencial, creando el Comité Interministerial de Política Hídrica. Dicho comité tiene como propósito elaborar una propuesta que contenga los lineamientos de una política nacional de recursos hídricos de largo plazo, que promueva el

uso eficiente y sustentable de éstos, y la preservación del patrimonio ambiental. Además, deberán considerarse lineamientos para la adecuación del marco jurídico a la actual situación hídrica nacional e internacional.

g) El gobierno informó durante septiembre de 2009 que presentará un proyecto de ley para que las empresas que conecten al sistema nuevas unidades de generación con capacidad superior a 200 MW (indistintamente, al SIC o SING), paguen un impuesto específico a beneficio municipal de 270 UTM/MW, que será cancelado en 10 cuotas anuales y que podrá ser descontado de impuestos.

h) El 16 de octubre de 2009 fue publicada en el Diario Oficial la Nueva Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que entró en vigencia el 16 de diciembre de 2009. Dicha norma aumenta las exigencias al Sistema de Control y Adquisición de Datos y establece estándares de indisponibilidad de unidades generadoras.

i) El 25 de noviembre de 2009, la Presidenta de la República promulgó la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía. Bajo esta nueva cartera, se agruparán la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Chilena de Energía Nuclear. Asimismo, se facultó a la Presidencia para la creación de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética.

j) El 11 de noviembre de 2009 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 1.197 del Ministerio de Hacienda, que adapta la regulación aduanera y autoriza la exportación de GNL a otros países de la región. El decreto establece que el gas residencial tiene el mismo tratamiento que otras mercancías en tránsito, lo que significa que si se vende a terceros países, estará libre de tributación. Finalmente, resta que el gobierno argentino también adecue su normativa.

k) El 1 de diciembre de 2009 fue publicada en el Diario Oficial la Resolución Exenta 1278/09, que establece las normas para la adecuada implementación de la Ley N° 20.257, referente a la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Endesa Chile, dentro de su estrategia de asegurar fuentes de energía confiables y variadas, está participando activamente en la iniciativa auspiciada por el gobierno para aumentar la diversificación de la matriz energética, a través del proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) de Quintero, con 20% de la propiedad del terminal de regasificación, en el que participa junto a ENAP, Metrogas y British Gas, siendo esta última compañía el proveedor del gas. El 29 de junio arribó a Chile el primer buque metanero con GNL, el que comenzó con las primeras pruebas del terminal, entrando en operación comercial el 12 de septiembre de 2009. En este primer período, llamado Fast Track, el terminal cuenta con una capacidad máxima de entrega de 4,8 MMm^3/d, lo que aumentará a 9,6 MMm^3/d a mediados de 2010.

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 menores 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. Registró

una capacidad instalada en 2009 de 11.408 MW. Del total, 45,9% corresponde a capacidad hidroeléctrica, 53,4%, a termoeléctrica, y 0,7%, a eólica. La demanda máxima bruta en el SIC en 2009 fue de 6.145 MW y las ventas alcanzaron 39.401 GWh, lo que representa una disminución de 0,5% respecto de 2008.

Endesa Chile, actuando directamente y a través de sus filiales Pehuenche, Pangue, San Isidro y Endesa Eco, es el principal operador de este sistema, con 44,5% del total de la capacidad instalada y 49,3% en términos de ventas de energía durante 2009. Otros operadores importantes en este mercado son AES Gener y Colbún.

La filial Endesa Eco es la primera empresa en conectar al Sistema Interconectado Central un parque eólico, el que fue inaugurado en diciembre de 2007, denominado Canela. La central eólica está ubicada en la comuna de Canela, Región de Coquimbo, y está conformado por 11 aerogeneradores que aportan, en su conjunto, una potencia de 18 MW. Durante diciembre de 2009, ha sido entregada la segunda etapa de esta central, Canela II, que cuenta con 40 aerogeneradores, totalizando 60 MW instalados. Adicionalmente, esta filial incorporó al SIC la minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua, situada en el valle del río Cipreses, en la Región del Maule, con una potencia instalada de 9 MW.

El SING cubre el norte del país, desde Arica hasta Coloso por el sur, abarcando una longitud de unos 700 km. Este sistema, con una capacidad instalada a diciembre de 2009 de 3.688 MW, es en 99,7% termoeléctrico. La demanda máxima bruta en el SING en 2009 fue de 1.900 MW y las ventas de energía alcanzaron los 13.656 GWh, lo que representa un incremento de 3,3% respecto del año anterior.

Endesa Chile, actuando a través de su filial Celta S.A. y la sociedad de control conjunto GasAtacama Chile S.A., es un operador importante del SING, con 15,5% del total de la capacidad instalada y 21,1% en términos de ventas de energía durante 2009. Cabe consignar que los porcentajes mencionados incluyen el 50% de la potencia y de las ventas de energía de GasAtacama, según lo estipulado en las Normas Internacionales de Información Financiera vigentes desde 2009.

Otros operadores importantes en este mercado son Electroandina S.A., Norgener S.A. y Edelnor S.A.

COLOMBIA

Dos cuerpos legales rigen la actividad eléctrica en Colombia. La Ley N° 142 de 1994 fija el marco regulador para el suministro de servicios residenciales públicos, incluyendo electricidad, mientras que la Ley N° 143 de 1994 (Ley Eléctrica colombiana), establece el marco para la generación, comercialización, transmisión y distribución de electricidad.

El sector generación está organizado bajo un modelo de competencia, donde las empresas venden su producción en la bolsa de energía, a precios spot o mediante contratos libremente negociados con otros partícipes de la bolsa y con clientes no regulados, que son aquellos con capacidad instalada mayor a 100 kW o cuyo consumo promedio mensual es superior a 55 MWh. En diciembre de 2009 se emitió la resolución en consulta CREG 179-2009, que disminuiría los límites para contratación de energía en el mercado competitivo de manera gradual, así: i) A

partir del 1 de enero de 2011 a 65 kW o 35 MWh; ii) a partir del 1 de enero de 2012 a 37 kW o 20 MWh; y iii) a partir del 1 de enero del 2013 a 19 kW o 10 MWh. Esta resolución está en consulta por un período de dos meses.

La compra y venta de electricidad puede realizarse entre generadores, distribuidores, comercializadores y clientes no regulados. Desde 2004, la CREG está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos, denominado Mercado Organizado Regulado (MOR). En 2008 y 2009, la CREG publicó diversos documentos y resoluciones de consulta relacionados con el tema. En la agenda regulatoria definitiva de la CREG para 2010, aparece programada la resolución definitiva para el primer semestre de 2010.

Desde el 1 de diciembre de 2006, los generadores reciben un cargo por confiabilidad, donde la cantidad que se remunera por la potencia de cada central depende de un modelo de optimización individual relacionada a la capacidad real disponible de cada planta. El precio fue definido inicialmente por la autoridad en 13,05 US$/MWh, con indexaciones anuales hasta noviembre de 2012. A partir de diciembre de 2012, las asignaciones de energía y precios se definirán a través de subastas. La primera subasta se realizó en mayo de 2008 para determinar las Obligaciones de Energía Firme para el período comprendido entre diciembre de 2012 y noviembre de 2013. El precio de cierre fue de 14,00 US$/MWh y el período de asignación será de 20 años, contados a partir del 1 de diciembre de 2012. Durante 2009, no se realizó ninguna subasta de Energía Firme.

El Centro Nacional de Despacho (CND) recibe las ofertas diarias de disponibilidad y precio de los generadores que participan en la Bolsa. A partir de estas ofertas, el CND determina el despacho real, incorporando las generaciones fuera de mérito requeridas por razones de seguridad y/o limitaciones en las redes de transmisión. Los sobrecostos por generaciones fuera de mérito son pagados por los consumidores, a través de las empresas comercializadoras, a un precio que es independiente de las ofertas que realicen las centrales involucradas. Por otro lado, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), evalúa un despacho económico ideal de las unidades y determina el Precio de Bolsa, que es igual al precio ofertado por la unidad más cara requerida para abastecer la demanda en cada hora. Entre febrero y diciembre de 2009, la información de las ofertas declaradas por los agentes, los despachos de generación de todas las centrales generadoras y las nominaciones de gas natural se definieron confidencialmente por un período de tres meses, mediante las resoluciones CREG 006-2009 y CREG 015-2009. En octubre de 2009, se levantó la restricción de la información del despacho (Resolución CREG 127-09) y de las nominaciones de gas y, en diciembre de 2009, se levantó la restricción de información de las ofertas.

La actividad de comercialización establecida en la normativa permite que los agentes que compran energía en la bolsa puedan revenderla a usuarios finales. Los precios con clientes no regulados se acuerdan libremente entre las partes. La comercialización con clientes regulados está sujeta a reglas de cargos máximos que establece la CREG para cada comercializador. El costo unitario de prestación del servicio al usuario final regulado se calcula teniendo en consideración los cargos por transmisión en alta tensión, distribución, comercialización y generación.

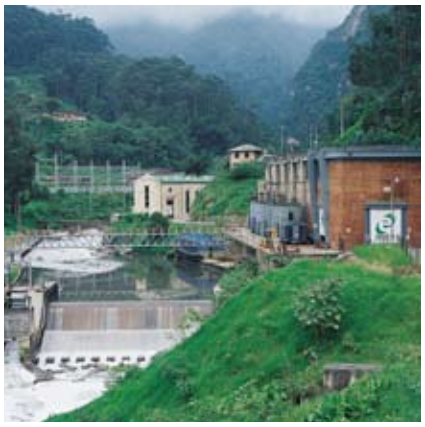
Por otro lado, en mayo de 2009, se anunció la creación de un mercado de derivados energéticos en Colombia, que está siendo impulsado por la Bolsa de Valores de Colombia S.A. y XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. Esta iniciativa se denomina Derivex S.A., y se encuentra actualmente en proceso de constitución. En este mercado podrán participar agentes generadores y comercializadores, así como diversos inversionistas que no necesariamente estén vinculados con el sector eléctrico. Se espera el inicio de operaciones durante 2010.

En 2009, los aportes hidrológicos del sistema fueron inferiores a los aportes medios históricos, debido a la presencia del Fenómeno del Niño, que se manifiesta de forma opuesta a como lo hace en Chile y Perú. Lo anterior, llevó al Ministerio de Minas y Energía y a la CREG, a dictar diversas resoluciones que modifican de manera parcial y/o transitoria la operación del despacho eléctrico, con el fin de prevenir un posible déficit entre diciembre de 2009 y mayo de 2010.

En octubre de 2009 se decretó mediante diversas resoluciones del Ministerio de Energía (MME 18 1654, 18 1686 y 18 1739), un racionamiento programado de gas, obligando al despacho de las térmicas del Caribe y las carboneras del interior, penalizando declaraciones de disponibilidad no cumplidas en el despacho y supeditando las exportaciones de electricidad a la disponibilidad de recursos de generación.

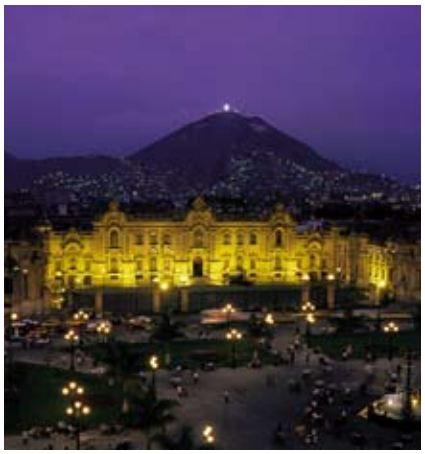
Desde noviembre de 2009, se aplica la resolución CREG N° 137, que modifica transitoriamente el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía, mientras se mantenga el racionamiento programado de gas.

Desde 2003, se encuentra operativa la interconexión con Ecuador, que permite realizar transacciones spot entre los dos países, mediante los enlaces Jamondino y Panamericana. En noviembre de 2007, se incrementó la capacidad de exportación, con el ingreso de los circuitos Betania-Altamira 230 kV, Betania-Jamondino 230 kV, Altamira-Mocoa 230 kV y Jamondino-Pomasqui III y IV 230 kV y, en noviembre de 2008, se declaró en operación comercial el refuerzo de la interconexión Colombia–Ecuador, con los circuitos Jamondino–Pomasqui 230 kV 3 y 4. Durante 2009, los intercambios de energía con Ecuador fueron de 1.077 GWh de energía exportada y 21 GWh de energía importada.
En noviembre y diciembre del ejercicio se emitieron las resoluciones CREG N° 160, 149 y 148, que adoptan nuevas normas aplicables a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo –TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720. Este reglamento, reemplaza hasta por dos años al correspondiente a la Comisión de la Comunidad Andina, que rige la interconexión con Ecuador desde su puesta en operación en 2003.



La capacidad instalada en Colombia, a diciembre de 2009, era de 13.544 MW, de los cuales 66,5% corresponde a capacidad hidroeléctrica y, el resto, a termoeléctrica y a cogeneradoras. La demanda máxima en 2009 fue de 9.290 MW y la demanda de energía total del SIN alcanzó 54.679 GWh, esto es, 1,5% mayor que el año anterior.

Otros operadores importantes en este mercado son AES, Gas Natural S.A., Colinversiones, Empresas Públicas de Medellín e ISAGEN.



PERÚ

En Perú, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) define las políticas para el sector eléctrico, preparando proyecciones para la instalación de nueva capacidad de generación.

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria es el órgano ejecutivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), responsable de proponer al Consejo Directivo de esa entidad las tarifas de energía eléctrica, entre otros, de acuerdo a los criterios establecidos en la ley.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), coordina y opera el sistema eléctrico. Los clientes no regulados son aquellos que tienen capacidad superior a los 1.000 KW.

La remuneración por potencia a los generadores tiene dos componentes: un 70%, denominado Ingreso Garantizado, que se asigna a cada central a prorrata de su potencia firme remunerable y, el 30% restante, denominado Ingreso Adicional, que se reparte en función al despacho real mensual. El ingreso adicional se irá reduciendo en el tiempo, pasando a 20% en julio de 2010 y eliminándose a partir de julio de 2011. Con esto, el 100% del ingreso por potencia provendrá del ingreso garantizado.

El horizonte de cálculo del precio de barra es de tres años (último año histórico y dos futuros), y dicho cálculo es anual.

Durante 2006, se aprobó una modificación a la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 28.832), que incluyó -entre otros aspectos- la posibilidad de que las distribuidoras realizaran licitaciones para asegurar su abastecimiento, lo que permitiría resolver el problema de varias distribuidoras que se quedaron sin contratos de suministro para sus clientes regulados.

Desde fines de 2006 a la fecha, se han venido realizando procesos de licitación en que participan las empresas de distribución, con el fin de obtener suministro para períodos entre uno y tres años. Durante 2009, entre las empresas Edelnor, Luz del Sur, el Grupo Distriluz y ElectroSurMedio se ha efectuado un total de nueve procesos de licitación. Cabe destacar que Edelnor se encuentra desarrollando el primer proceso de licitación de largo plazo para suministros que comienzan en enero de 2014, por un período de ocho años.

Desde la incorporación de los procesos de licitación, varios de estos han sido declarados desiertos, por lo que algunas distribuidoras continúan sin tener contratado el suministro de su demanda regulada. Dado lo anterior, en enero de 2008, se publicó la Ley 29.179, que le permite a las distribuidoras comprar energía a Precio de Barra cuando se quedan sin suministro, luego de haber realizado -al menos- tres procesos de licitación.

Pese a lo establecido en las leyes 28.832 y 29.179, se esperaba que persistiera el problema de las distribuidoras sin contratos en el período 2009-2011, por lo que el 18 de diciembre de 2008, se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008, que deroga el Decreto de Urgencia N° 046-2007, y que establece que los retiros que efectúen las distribuidoras para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con generadoras, serán asignados a estas últimas, valorizados a Precios en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador, menos sus

ventas de energía por contratos. Adicionalmente, este Decreto de Urgencia modifica la manera de calcular los costos marginales de corto plazo, los cuales se calcularán sin considerar restricciones de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad y tendrán un valor máximo que será definido por el Ministerio de Energía y Minas en 313,5 soles/MWh.

Entre las normas relevantes que se publicaron durante 2009 se destacan:

- El 9 de enero se publicó la Resolución Osinergmin N° 01-2009, que contiene el procedimiento para la compensación de los costos variables adicionales y de los retiros sin contrato (RSC), donde se indica el reconocimiento de los costos variables a las unidades que operan fuera de las condiciones ideales de operación, así como a aquellas que operen para satisfacer la demanda de los RSC. Asimismo, las generadoras que asuman los RSC no presentarán riesgos, debido a que se facturarán a costo marginal y se reconocerán en las valorizaciones COES también a costo marginal y que los posibles saldos económicos (mínimos) y los costos adicionales para pagar a las unidades que operen para cubrir la demanda de los RSC serán compensados en el COES, a través del cargo recaudado que se incluirá dentro del peaje de conexión al sistema principal de transmisión.

- El 9 de enero se publicó la Resolución Osinergmin N° 02-2009, que contiene el procedimiento para la compensación por generación adicional, el que indica que los generadores recaudarán mensualmente los montos correspondientes al cargo unitario por generación adicional, sobre la base de sus contratos de suministro, incluyéndose la asignación de los RSC y los aportes de los demás participantes del Mercado de Corto Plazo (monto recaudado). Luego, el COES transferirá el monto recaudado para la generación adicional a Electroperú que, por disposición del MEM, ponga en operación la generación adicional.

- El 19 de febrero, el MEM promulgó el Decreto de Urgencia N° 023, en el que se prioriza la asignación de volúmenes de gas natural para los nuevos contratos de venta mediante el siguiente orden:

  1. Concesionarios de distribución de gas natural destinado a servicio público.

  2. Centrales térmicas duales de ciclo combinado que entren en operación antes del 31 de diciembre de 2011.

  3. Centrales térmicas duales de ciclo abierto que entren en operación antes del 31 de diciembre de 2011.

  4. Otros clientes.

- El 15 de abril, mediante RM N° 175-2009-MEM/DM, se aprobó el factor de descuento a aplicarse a los proyectos hidroeléctricos en las licitaciones de suministro de electricidad, fijándose el factor de descuento en 0,85.

- El 4 de julio, el Osinergmin aprobó el procedimiento para la determinación del incentivo a la contratación del servicio firme y eficiencia en el uso de gas natural. Este procedimiento tiene como objetivo reglamentar el artículo 5° y la Cuarta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041, que establece medidas para: a) Incentivar la contratación del transporte de

gas natural en la modalidad de Servicio Firme, en la Red Principal, para las empresas de generación de electricidad, mediante una compensación que reconozca los pagos fijos efectuados por los Generadores Eléctricos por concepto de los contratos de transporte de gas natural a firme de la Red Principal, por la capacidad de transporte de gas natural pagado, pero no utilizado en la generación de electricidad. b) Incrementar la eficiencia en el uso de gas natural vía centrales termoeléctricas de alto rendimiento térmico.

- El 27 de agosto, se informó que el consorcio Camisea, encabezado por la petrolera argentina Pluspetrol, suscribirá una adenda a sus contratos por los bloques 88 y 56 de Camisea para disminuir los niveles de exportación. En virtud de los nuevos términos, la producción del bloque 88 se reservará, exclusivamente, al mercado interno entre 2010 y 2015. Con esto, el consorcio podrá celebrar nuevos contratos de suministro por 4,2 MMm^3/d del bloque 88 en los próximos meses. El consorcio también se comprometió a llevar a cabo un agresivo plan de exploración de US$200 millones en el bloque 88 para encontrar nuevas reservas.

- Pluspetrol convocó a los interesados en obtener gas natural del bloque 88 de Camisea por un total de gas disponible a ser licitado de 2,1 MMm^3/d. Las bases se difundieron el 23 de noviembre de 2009 y se espera que la licitación culmine en febrero de 2010. El inicio de entrega sería a partir de julio de 2012 y hasta por un período de diez años. Esta licitación estará focalizada a suministrar gas a nuevos proyectos.

- El 2 de noviembre, el MEM publicó un decreto supremo que elimina la exclusividad en el otorgamiento de las concesiones temporales para ejecutar estudios para proyectos de generación, subestaciones y líneas de transmisión. Según el decreto, estas concesiones podrán entregarse a más de un grupo. En el caso de una concesión temporal ya adjudicada, se dará preferencia al desarrollador que solicite una concesión definitiva. La modificación a la ley de concesiones eléctricas establece que la garantía de fiel cumplimiento para la ejecución de obras será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, con un tope de alrededor de 1,78 millones de soles (US$ 0,6 millones).

- El 13 de noviembre se publicó el Decreto de Urgencia N° 109-2009, que autoriza a la empresa generadora de energía eléctrica de mayor capacidad de generación en las que el Estado tenga participación mayoritaria, a suscribir contratos de suministro para exportación de electricidad, con la finalidad de atender requerimientos temporales durante el período de vigencia de este decreto (hasta el 30 de abril de 2010).

Adicionalmente, incluye disposiciones relativas al mercado, los precios de venta del contrato de exportación, la compensación al peaje de conexión, la capacidad de contratación y la adecuación de instrumentos de gestión ambiental. Desde el 16 de noviembre, el sistema peruano ha estado exportando energía a Ecuador, aunque en cantidades muy limitadas.

El sector eléctrico peruano consta del Sistema Interconectado Nacional (SINAC) y una serie de sistemas pequeños que abastecen sectores rurales aislados.

La capacidad instalada del SINAC, a diciembre de 2009, era de 5.848 MW, de los cuales 48,9% corresponden a capacidad hidroeléctrica. En 2009, la demanda máxima fue de 4.260 MW y las ventas estimadas llegaron a 27.082 GWh, con un crecimiento de 0,3% respecto del año anterior.

Durante 2009, Endesa Chile -a través de su filial Edegel- tuvo una participación de mercado de 28,5% en términos de capacidad instalada y de 30,7%, en cuanto a ventas de energía.

Otros operadores importantes en este mercado son Electroperú, Egenor, Enersur y Eepsa.

Factores de Riesgo

RIESGOS REGULATIVOS

Todas las legislaciones regulan el sector eléctrico de cada país e imponen normas de cumplimiento obligatorio. Sin embargo, existen interpretaciones, como también disposiciones de la autoridad reguladora, que se adaptan a la complejidad del sistema y que pueden afectar las condiciones generales del negocio.

HIDROLOGÍA

Una parte sustancial de las operaciones de la compañía dice relación con la generación hidráulica, lo que significa que la empresa tiene dependencia de las condiciones pluviométricas en las zonas y países donde opera. La compañía ha diseñado su política comercial de forma de disminuir el riesgo relacionado con situaciones de sequía extrema, considerando compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, privilegiando a sus mejores contratos y clientes, e incorporando cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres.

FLUCTUACIONES DE LOS PRECIOS DE MERCADO DE CIERTOS COMMODITIES

Enfrentamos una exposición económica con respecto a las fluctuaciones del precio de mercado de ciertos productos básicos, a raíz de los contratos de ventas de energía a largo plazo celebrados. Nuestras filiales de generación cuentan con obligaciones sustanciales como las partes vendedoras de contratos de suministro de energía a largo plazo, con precios que varían según el tipo de cambio, el mercado de la electricidad, los precios de mercado de los principales insumos, tales como gas natural, petróleo, carbón y otros productos relacionados con la energía. No es posible implementar fórmulas de indexación que correlacionen perfectamente los cambios en el precio de mercado de estos commodities, el tipo de cambio y el precio de mercado de la electricidad con nuestros costos de producción de electricidad. Por consiguiente, podría haber momentos en que el precio que la compañía reciba en virtud de estos contratos sea menor que el precio del mercado spot. En tanto, no realizamos transacciones de instrumentos de derivados de commodities para manejar dicha exposición a las fluctuaciones de los precios de esos commodities. Sin embargo, permanentemente analizamos y verificamos la conveniencia de este tipo de cobertura, por lo cual no podemos descartar que -en el futuro- hagamos uso de este tipo de herramientas.

DÉFICIT DE GAS NATURAL

El déficit de gas natural en Argentina sigue teniendo un impacto negativo en algunas de nuestras centrales generadoras en ese país, que utilizan el gas natural como insumo.

Como resultado de este déficit, en Argentina se han producido cortes en el abastecimiento de gas a las centrales de ciclo combinado, obligando su operación con petróleo. Esto provoca un aumento de los costos de operación, que si bien son financiados por todo el sistema, finalmente disminuyen el margen de nuestros contratos y las ventas en el mercado spot.

En Chile, los cortes en el abastecimiento de gas desde Argentina han sido suplidos con petróleo, impactando tanto el volumen de producción como los costos de operación de las centrales Taltal, en el SING, y San Isidro y San Isidro 2, en el SIC. Sin embargo, a partir de septiembre de 2009, la operación comercial del Terminal de Regasificación de Quintero ha permitido reducir la importante participación que venía registrando el petróleo en la matriz energética del SIC, impactando en forma positiva los resultados de la compañía, al disminuir sus costos de producción. Asimismo, el proyecto GNL Mejillones introducirá dicho combustible en el SING, a partir del primer trimestre de 2010.

En Perú, desde mediados de 2008, se ha producido un déficit en la capacidad de transporte de gas, situación que ha activado mayores costos de abastecimiento para el sistema. Existe un programa de ampliación de gasoductos en curso, que aumentará la capacidad de transporte a Lima en forma importante hasta el ejercicio 2011. Sin embargo, dicho plan podría resultar insuficiente para resolver en forma definitiva el déficit, atendiendo a la fuerte presión que impone el crecimiento de la demanda interna de gas.

LOS RIESGOS CAMBIARIOS PUEDEN TENER UN EFECTO ADVERSO EN LOS RESULTADOS OPERACIONALES Y EN LA CONDICIÓN FINANCIERA DE LA COMPAÑÍA

El peso chileno y las demás monedas con las que Endesa Chile y filiales operan están sujetas a volatilidad frente al dólar. Históricamente, una parte importante del endeudamiento consolidado se ha contratado en dólares estadounidenses y, a pesar de que una porción importante de los ingresos está indexado a esta moneda, el calce podría no ser perfecto, lo que podría tener efectos adversos por las fluctuaciones de las monedas locales frente al dólar.

RIESGO DE REFINANCIAMIENTO

Endesa Chile y sus filiales extranjeras suelen acudir a los mercados financieros domésticos e internacionales cuando hay que refinanciar, por lo que una crisis financiera podría afectarla negativamente. En este escenario, las exigencias de los acreedores podrían ser mayores, tanto respecto de mayores tasas como de contratos más restrictivos.

Endesa Chile tiene deuda sujeta a covenants financieros y otras restricciones contractuales estándares, principalmente relacionadas con el ratio de deuda sobre EBITDA y razón deuda sobre patrimonio. Adicionalmente, un porcentaje de la deuda de Endesa Chile contiene cláusulas de cross-default, que se podrían desencadenar por el default de otros créditos propios de la matriz o de algunas filiales definidas, si tanto el principal como el monto impago excediera los US$50 millones, medidos de manera individual. De hacerse exigible esas deudas por incumplimiento de esos covenants o por cross-default, Endesa Chile podría tener dificultades para dar cumplimiento a estos pagos.

INTERVENCIÓN DE AUTORIDADES ESTATALES EN ECONOMÍAS LATINOAMERICANAS

En ocasiones, las autoridades estatales de los países latinoamericanos cambian las políticas monetarias, crediticias y tarifarias, entre otras, con el objetivo de influir en el rumbo de la economía. Cambios en las políticas estatales realizados o que podrían ocurrir con respecto a tarifas, controles cambiarios, reglamentos e imposiciones podrían tener un efecto adverso en la actividad comercial y el resultado operacional de Endesa Chile a nivel consolidado.

Operaciones en Argentina

CAPACIDAD INSTALADA, GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA

CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	2008	2009
ENDESA COSTANERA		
COSTANERA (TURBO VAPOR)	1.138	1.138
COSTANERA (CICLO COMBINADO)	859	859
CBA (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)	2008	2009
ENDESA COSTANERA	8.540	8.172
EL CHOCÓN	1.940	3.783
TOTAL GENERACIÓN EN ARGENTINA	**10.480**	**11.955**

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)	2008	2009
ENDESA COSTANERA	8.543	8.284
EL CHOCÓN	2.554	4.122
TOTAL VENTAS EN ARGENTINA	**11.098**	**12.405**

(1) Certificado por Bureau Veritas, 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".

ACTIVIDADES Y PROYECTOS

ENDESA COSTANERA S.A.

Durante 2009, la demanda del sistema eléctrico argentino disminuyó en 1,3% respecto de 2008.

Para satisfacer el despacho, en el transcurso de 2009, fue necesario contar con un total de 1.468 MMm^3 de gas natural, 332.692 toneladas de fuel oil y 136.304 m^3 de gas oil. Del gas natural consumido por la sociedad, el 82,8% correspondió a suministro propio y, el saldo, a suministro de gas de CAMMESA para las unidades turbo vapor. En lo que respecta a combustibles líquidos, las autoridades decidieron continuar con la compra de combustibles a través de CAMMESA, por cuenta y orden del Estado Nacional, tanto de proveedores del exterior como del país. No obstante, del total del fuel oil consumido por Endesa Costanera, 22,1% correspondió a suministro propio, siendo el saldo provisto por CAMMESA. Asimismo, la totalidad de gas oil consumido por Endesa Costanera fue suministrado por CAMMESA.

Durante 2009, el aspecto operativo se caracterizó por un despacho pleno de todas las unidades de Endesa Costanera (máximo requerimiento térmico), desde principios de año hasta fines de agosto. En ese período, hubo importantes restricciones de gas natural que implicaron un alto consumo de combustibles líquidos, aunque en magnitudes menores que las incurridas durante 2008 (9% y 22%, en el uso de gas oil y fuel oil, respectivamente), debido a un invierno con temperaturas medias superiores y menor demanda.

A partir de septiembre, debido a un descenso pronunciado de la demanda y una alta hidraulicidad, todas las unidades convencionales pasaron a estado de disponibles, situación que no se producía desde 2006.

Por otra parte, en 2009, se firmó un nuevo contrato de mantenimiento para el ciclo combinado II con el proveedor del mismo (Mitsubishi), que ha permitido a Endesa Costanera extender el período de inspecciones de 9.200 a 12.000 horas equivalentes de operación y sin restricciones de carga con combustible líquido. Asimismo, se realizaron todos los mantenimientos correspondientes, de acuerdo a los contratos vigentes para ambos ciclos combinados. Con ello, estas unidades son las únicas máquinas del sistema que pueden consumir gas con inyección de propano-aire.

Los altos precios de la energía registrados en el primer cuatrimestre del año, debido a la política de conservación del agua en los embalses, con plena disponibilidad de gas, permitieron márgenes superiores a los valores previstos. Por el contrario, en el último cuatrimestre, a raíz de la baja en la demanda, temperaturas por debajo de la media y del aumento del precio del gas, se produjo una notable baja en los márgenes de los generadores.

Durante 2009, en el ámbito financiero, la sociedad tuvo como principal prioridad el satisfacer las necesidades de caja operativas de la central, logrando reprogramar la mayor parte de los vencimientos de deuda de corto plazo, complementado con un préstamo para mantenimiento, formalizado con CAMMESA.

En materia regulatoria, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) continuó intervenido por la autoridad en la formación del precio de venta de energía horaria y el pago de lo producido por los generadores. Por efecto de esas medidas, la sociedad recibe parcialmente el pago de sus acreencias mensuales. Con referencia al 100% de las acreencias del inciso c) del artículo 4º de la Resolución SE Nº406/03 de 2009, cabe consignar que en octubre, la sociedad formalizó una adenda a los dos acuerdos firmados con CAMMESA en diciembre de 2008, por medio de los cuales -bajo los términos de la Resolución SE Nº724/08-, la compañía accederá al cobro de la totalidad de dicho importe a cambio de realizar inversiones de mejoras operativas y de seguridad en la central, con el 65% de dicho inciso, resultando el 35% restante de libre disponibilidad para la empresa. No obstante, cabe mencionar que, a la fecha, se registran importantes atrasos en el cumplimiento de esos contratos, y hay montos importantes pendientes de pago respecto del total comprometido.

En Costanera, se programaron actividades de tres tipos. En primera instancia, se solicitó a la certificadora BVQI la realización de la auditoría de control para lograr el "Up Grade" de la versión OHSAS 1999, a la nueva norma que fue sancionada en 2007. Eso significó una serie de auditorías de campo, pedido de documentación y control por parte de los auditores externos. Otra actividad consistió en la realización de una auditoría externa para la certificación de los tanques de combustible, indispensable para el logro de la habilitación que establece la resolución 404 del Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE). Dicha gestión demandó la inspección de diez tanques, verificación de documentación y condiciones de funcionamiento del parque de combustibles y sus sistemas de protección contra incendio. Como acción final, se realizaron cursos de control de derrames de productos químicos al personal de guardia de la planta de agua, consistentes en clases teóricas, entrega de documentación y simulacro de derrame.

Cabe mencionar la implementación a tiempo y en forma exitosa del programa "DELFOS", el que considera numerosas ventajas, tanto para el área de Higiene y Seguridad Laboral como también para el área de Medicina Laboral. Se destaca como clave de este sistema, la vinculación e interrelación de información entre diferentes áreas de la compañía, permitiendo su visualización en forma simultánea.

En lo referente al sistema de Evaluación Gestión del Rendimiento (GR), implementado en 2008 para el colectivo no directivo hasta jefes de departamento inclusive, en 2009 se extendió a otros colectivos no directivos, alcanzando en Costanera al 83% del personal fuera de convenio, dentro del proceso de evaluación.

Con referencia al fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista "FONINVEMEM", durante 2009, tuvieron una operación intensiva a ciclo abierto las turbinas a gas de la Central Termoeléctrica Manuel Belgrano y de la Central Termoeléctrica José de San Martín, tanto con gas natural como con gas oil, en el invierno.

El 7 de enero de 2010, CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la turbina de vapor a Central Termoeléctrica Manuel Belgrano, con lo cual quedó habilitado en su totalidad el ciclo combinado. El 2 de febrero de 2010 se obtuvo la habilitación comercial del ciclo combinado de Central Termoeléctrica José de San Martín. A partir de su habilitación comercial, bajo ciclo combinado, las

empresas –entre ellas, Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón– deberían empezar a recuperar sus acreencias con los flujos generados por el proyecto, a través del contrato de venta de su producción al MEM, administrado por CAMMESA, por diez años. Los aportes efectuados por Endesa Costanera al FONINVEMEM ascendieron a 115,7 millones de pesos argentinos, mientras que las de Hidroeléctrica El Chocón alcanzaron los 3,2 millones de pesos argentinos.

HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.

Los registros máximos de nieve acumulada en la alta montaña fueron del orden de los valores medios históricos. Sin embargo, se produjeron nevadas tardías en noviembre, con valores muy superiores a los medios históricos al 1 de diciembre, lo que representará una extensión del período de fusión hasta entrado 2010. El año hidrológico iniciado el 1 de abril de 2009 se caracterizó como año medio.

La operación del embalse de El Chocón (Lago Ezequiel Ramos Mexía), se realizó dentro de la franja de operación normal, excepto entre el 14 y 22 de junio, período en el cual la operación se realizó dentro de la Franja de atenuación de crecidas.

En el ámbito comercial, durante 2009, se continuó con la estrategia definida oportunamente, focalizada en asegurar la necesaria sustentabilidad económica y financiera de la sociedad, al centrar su atención en la diversificación de la cartera de clientes, mediante la comercialización en mercados alternativos al spot, priorizando relaciones rentables de largo plazo con clientes de probada solidez comercial. Asimismo, a partir de agosto quedaron habilitados los contratos de Energía Nueva respaldados con la Central Arroyito, fruto de la obra de elevación de cota. Como resultado de ello, se afianzó la participación en el mercado de contratos a término con respaldo físico. En el transcurso del ejercicio, se vendió al mercado spot 2.766 GWh y al de contratos, 1.356 GWh. Para ello, se compró en el MEM 339 GWh, obteniéndose un margen variable de 332 millones de pesos argentinos. El mercado de energía nueva aportó -entre agosto y diciembre- la cifra de 3,8 millones de pesos argentinos.

En materia financiera, en marzo de 2009, con el objeto de reducir las fluctuaciones de la tasa de interés, la sociedad contrató un nuevo swap de cobertura (IRS) con el Citibank NA New York, con relación al préstamo con Deutsche Bank AG y Standard Bank Plc (Deuda Subyacente), por US$ 30 millones, fijando la tasa Libor de 3 meses en 1,85% durante el plazo de duración del préstamo.

A pesar del complejo escenario financiero local e internacional, en diciembre de 2009, la compañía contrató un préstamo sindicado, organizado por el Banco Santander Río, el Standard Bank y el Banco Itaú, por un monto total de 120 millones de pesos argentinos, a tres años plazo, a una tasa Badlar privada corregida, más un spread de 5,75% y amortizable en cinco cuotas iguales y consecutivas semestrales a partir de un año más, con el fin de reemplazar deuda de corto plazo de la sociedad.

Adicionalmente, en virtud de la situación económico-financiera de la compañía, se distribuyó a mediados de diciembre, un anticipo de dividendos en efectivo a los accionistas, por un total de 45 millones de pesos argentinos, como adelanto de los resultados del ejercicio 2009.

En tanto, en el primer semestre de 2009, hidroeléctrica El Chocón recertificó la nueva versión de la norma OHSAS 2007.

Asimismo, se implementó oportuna y exitosamente el programa "DELFOS", herramienta de gestión, que incorpora ventajas tanto para el área de Higiene y Seguridad Laboral, como así también para el área de medicina laboral. Clave de este sistema es la vinculación e interrelación de información entre las diferentes áreas de la compañía, lo que permite apreciar sus beneficios simultáneamente.

La sociedad, a través del Grupo de Generadores de Energía Eléctrica del Área Comahue (GEEAC), participa activamente en proyectos de obras necesarias para el incremento de la capacidad de evacuación de energía eléctrica desde el Comahue. Durante 2009, se mantuvo un seguimiento del proyecto Líneas de Alta Tensión (LAT) 500 kV Comahue Cuyo.

Entre los proyectos de inversión más relevantes programados durante el año, merecen citarse los siguientes:

• Proyecto Desconexión definitiva de reactores de central El Chocón

El objetivo del mismo es la desvinculación definitiva de reactores de central El Chocón, por alcanzar el fin de su vida útil y evitar probables daños e indisponibilidades en instalaciones de potencia de Hidroeléctrica El Chocón ante fallas en los mismos. El poder concedente determinó su sustitución sin cargo para la compañía, por equipos similares conectados en la red de transporte de alta tensión de la empresa de transmisión Transener S.A., que -a fines de mayo- puso en servicio los dos bancos de reactores, cumpliendo lo previsto en la resolución. Consecuentemente, Hidroeléctrica El Chocón solicitó a CAMMESA la desconexión efectiva de los tres reactores de la central, lo que se concretó el 18 de julio de 2009. La desconexión de los reactores de central El Chocón significó un ahorro de inversión de US$8 millones.

• Proyecto Mejora de la protección pasiva de transformadores principales El Chocón

El objetivo principal del proyecto es reducir el riesgo, evitando la propagación del fuego entre fases del transformador en caso de siniestros (incendio y/o explosión), y minimizar los daños emergentes. Complementariamente, se sellarán las aberturas de pasaje de tuberías de refrigeración y de ductos de barras, a fin de mejorar la aislación entre recintos.

En marzo de 2009, concluyó y se aprobó el proyecto ejecutivo correspondiente y -en noviembre- se adjudicó la ejecución de la obra, la que debió postergarse para principios de 2010 (época del estiaje), debido a que se necesita sacar de servicio los respectivos bancos de transformadores.

• Proyecto Provisión de equipos de monitoreo "on line" de gases disueltos en aceite de transformadores de El Chocón

Consiste en la incorporación de monitoreo permanente de los gases disueltos en aceite de transformadores, con el objeto de detectar en forma temprana eventuales fallas incipientes en los transformadores de potencia de las centrales. De esta manera, es factible anticiparse a la ocurrencia de fallas de transformadores, preservando su confiabilidad y evitando indisponibilidades no programadas. El proyecto empezó a ejecutarse en 2009 y finalizará en el primer semestre de 2010.

Operaciones en Brasil

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, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. De ese modo, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y Enersis comenzó a consolidar Endesa Brasil S.A. En 2006, se incorporó un nuevo accionista a Endesa Brasil S.A., la sociedad International Finance Corporation. Endesa Chile cuenta con una participación de 38,88% en Endesa Brasil S.A.

Endesa Brasil S.A. controla las siguientes empresas:

ENDESA CACHOEIRA

Posee una central hidroeléctrica de pasada, que utiliza las aguas del río Paranaiba. Se ubica en el Estado de Goias, a 240 km al sur de Goiania. Su potencia declarada es de 665 MW.

La generación neta, en 2009, fue de 2.820 GWh y las ventas de energía fueron de 3.862 GWh.

ENDESA FORTALEZA

Posee una central térmica de ciclo combinado, que utiliza gas natural y diesel-oil, ubicada en el Estado de Ceará. Su capacidad instalada alcanza 322 MW.

En 2009, la generación de energía fue de 499 GWh y las ventas de energía fueron de 3.007 GWh.

ENDESA CIEN

Permite la exportación e importación de electricidad entre Argentina y Brasil, en cualquier dirección. Para dicho efecto, cuenta con dos líneas de transmisión, con una capacidad instalada total de 2.100 MW, que cubren una distancia en torno a los 500 kilómetros desde Rincón Santa María, en Argentina, hasta Itá, en el estado de Santa Catarina, Brasil.

Durante 2009, Endesa Cien actuó como exportadora e importadora de energía desde Brasil a Argentina.

Cabe señalar que, a fines de 2009, la ANEEL inició un estudio para redefinir el modelo de negocios de la compañía, hacia un sistema de remuneración permanente.

AMPLA

Es una compañía de distribución de energía eléctrica que abarca el 73,3% del territorio del estado de Río de Janeiro, que abarca un área de 32.613 km^2 y una población cercana a los ocho millones de habitantes, repartidos en 66 municipios.

En 2009, Ampla vendió 9.394 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 3% en relación con 2008. Del total de energía vendida en 2009, 38,1% correspondió a usuarios residenciales, 19,4% a usuarios comerciales, 11,4% a clientes industriales y 31,1% a otros usuarios.

Los clientes de Ampla alcanzaron a 2.521.597, vale decir, 2% más que en 2008. Del total, 88,9% son clientes residenciales, 6,7%, comerciales, 0,2%, industriales y 3,2%, otros clientes.

La prohibición de facturar nuevos clientes con la medición electrónica y la retracción del mercado industrial provocaron un incremento en las pérdidas de energía, de 20,2%, en 2008, a 21,2%, en 2009.

COELCE

Coelce es la compañía de distribución de energía eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, con una zona de concesión de 148.825 km^2, atendiendo a una población de más de siete millones de habitantes.

Las ventas de energía, en 2009, alcanzaron los 7.860 GWh, 3,8% superior a 2008. Del total, 33% fue a clientes residenciales; 19,3% a usuarios comerciales; 17,3% a clientes industriales y 30,4% a otros clientes.

Los clientes de Coelce alcanzaron 2.965.469, de cuyo total 75% corresponde al segmento residencial, 5% al área comercial, 0,2% al industrial, y 19,8% a otros clientes.

Las pérdidas de energía disminuyeron de 11,7% en 2008, a 11,6% en 2009.

Operaciones en Chile

Endesa Chile y sus filiales y sociedades de control conjunto en Chile cuentan con un parque generador compuesto por 105 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC) y 5 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

CENTRALES GENERADORAS DE ENDESA CHILE, FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO EN CHILE

			Capacidad Instalada (MW) (1)	
Central	**Compañía**	**Tecnología**	**2008**	**2009**
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 (2)	Endesa Chile	Hidráulica	68	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 (3)	Endesa Chile	Hidráulica	32	34
Tal Tal	Endesa Chile	Fuel/Gas	245	245
Diego de Almagro	Endesa Chile	Fuel/Gas	47	47
Huasco TG	Endesa Chile	Fuel/Gas	64	64
Huasco Vapor	Endesa Chile	Carbón	16	16
Bocamina	Endesa Chile	Carbón	128	128
San Isidro 2 (4)	Endesa Chile	Fuel/Gas	353	399
Quintero (5)	Endesa Chile	Fuel / Gas Natural	-	257
Ojos de Agua	Endesa Eco	Hidráulica	9	9
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	570	570
Curillinque	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 (6)	Central Eólica Canela	Eólica	-	60
Tarapacá TG	Celta	Fuel/Gas	24	24
Tarapacá carbón	Celta	Carbón	158	158
Atacama (7)	GasAtacama	Diesel/Gas Natural	390	390
TOTAL			**5.283**	**5.650**

(1) Potencias certificadas por Bureau Veritas. 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". 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 certificados 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) El 23 de diciembre de 2009, el CDEC-SIC reconoció nueva potencia máxima en la central Isla, pasando de 68 MW a 70 MW.
(3) El 15 de diciembre de 2009, el CDEC-SIC reconoció nueva potencia máxima en la central Palmucho, pasando de 32 MW a 34 MW.
(4) El 23 de diciembre de 2009, el CDEC-SIC reconoció nueva potencia máxima en la central San Isidro 2, al operar con GNL en lugar de diesel, pasando de 353 MW a 399 MW.
(5) El 23 de julio de 2009 se declaró en operación comercial la primera unidad de la central Quintero, con 129 MW de potencia bruta, y el 4 de septiembre, se declaró en operación comercial la segunda unidad, con 128 MW de potencia bruta. La central en ciclo abierto quedó declarada con una potencia bruta de 257 MW, operando con petróleo diesel y, desde diciembre, quedó en condiciones de operar también con GNL.
(6) El 11 de diciembre de 2009 se declaró en operación comercial el parque eólico Canela II, con una potencia instalada de 60 MW.
(7) 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, GasAtacama, sociedad de control conjunto en la que Endesa Chile tiene 50% de participación, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto, en 2008 y 2009 se incluye el 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de la central Atacama.

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y de sus empresas filiales en el SIC, alcanzaron 19.441 GWh en 2009. Este volumen representa una participación de 49% 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 58%, las a clientes libres, 21%, y el 21% restante correspondió a operaciones netas en el mercado spot.

Asimismo, las ventas de energía eléctrica de la filial Celta, en el SING, alcanzaron 1.074 GWh, en 2009, que representan una participación de 8% en las ventas totales de ese sistema eléctrico. Las ventas de la sociedad de control conjunto GasAtacama alcanzaron 1.811 GWh, llegando al 13% de las ventas totales del SING.

CAPACIDAD INSTALADA, GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA DE ENDESA CHILE, FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO EN CHILE

CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	2008	2009
ENDESA CHILE (2)	3.139	3.446
PEHUENCHE S.A.	699	699
PANGUE S.A.	467	467
SAN ISIDRO S.A.	379	379
ENDESA ECO (3)	27	87
CELTA S.A.	182	182
GASATACAMA (4)	390	390
TOTAL	**5.283**	**5.650**

GENERACIÓN	2008	2009
ENDESA CHILE	12.204	12.265
PEHUENCHE S.A.	3.589	3.613
PANGUE S.A.	1.763	2.113
SAN ISIDRO S.A.	1.289	1.616
ENDESA ECO	49	94
CELTA S.A.	912	981
GASATACAMA (4)	1.460	1.558
TOTAL	**21.267**	**22.239**

VENTAS	2008	2009
VENTAS A CLIENTES FINALES:		
ENDESA CHILE	15.079	14.897
PEHUENCHE S.A.	529	522
PANGUE S.A.	1	1
SAN ISIDRO S.A.	-	-
ENDESA ECO	-	-
CELTA S.A.	882	945
GASATACAMA (4)	1.709	1.778
VENTAS A LOS CDEC	**3.331**	**4.183**
TOTAL	**21.532**	**22.327**

(1) Certificado por Bureau Veritas, de acuerdo a la Norma 38 de Endesa Chile.
(2) El 23 de julio de 2009 se declaró en operación comercial la primera unidad de la central Quintero, con 129 MW de potencia bruta, y -el 4 de septiembre-, la segunda unidad, con 128 MW de potencia bruta. La central en ciclo abierto quedó declarada con una potencia bruta de 257 MW, al operar con petróleo diesel y, desde diciembre, quedó en condiciones de generar también con GNL.
Asimismo, durante 2009, el CDEC-SIC reconoció nueva potencia máxima en las siguientes centrales, según se detalla a continuación:
El 23 de diciembre, Central Isla pasó de 68 MW a 70 MW.
El 15 de diciembre, Central Palmucho pasó de 32 MW a 34 MW.
El 23 de diciembre, Central San Isidro 2, que al operar con GNL en lugar de diesel, pasó de 353 MW a 399 MW.
(3) El 11 de diciembre de 2009 se declaró en operación comercial el parque eólico Canela II, con una potencia instalada de 60 MW.
(4) 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. Cabe indicar que los Estados Financieros de 2008 también fueron presentados bajo la nueva norma contable. Debido a ese cambio, GasAtacama, sociedad de control conjunto, en la que Endesa Chile tiene 50% de participación, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social. Por tanto, en 2008 y 2009 se incluye el 50% de la potencia, de la generación y de las ventas de energía de la central Atacama.

PRINCIPALES CLIENTES Y PROVEEDORES

Los principales clientes de Endesa Chile son: Chilectra S.A., CGE Distribución S.A., Chilquinta S.A., Saesa, Emel S.A., Minera Los Pelambres S.A., Compañía Minera del Pacífico S.A., Compañía Siderúrgica Huachipato S.A., Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi S.A., Codelco División Salvador, Compañía Minera Carmen de Andacollo S.A. y Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones S.A. (CMPC).

Por su parte, los principales proveedores de la compañía son: Ingeniería y Construcción Tecnimont S.A., Sigdo Koppers S.A., Ingeniería y Construcción SES Chile S.A., Abengoa Chile S.A., Constructora Logro S.A. y General Electric International Inc. (Chile).

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

ESCENARIO OPERACIONAL

Durante 2009, el abastecimiento eléctrico del SIC entró en la senda de la normalidad, al superarse la situación ajustada de suministro que se produjo en 2008 con altos precios de la energía eléctrica. Efectivamente, hubo factores que permitieron que este suministro se diera en condiciones más aliviadas, estables y económicas, entre los cuales, cabe señalar la presencia de una hidrología de características normales, una disminución importante del precio de los combustibles, un alto nivel de disponibilidad del parque generador y la llegada del Gas Natural Licuado (GNL), que impactó favorablemente al mercado como sustituto del petróleo.

A lo anterior, se agrega la puesta en servicio del orden de 1.300 MW de nuevas unidades generadoras, principalmente térmicas, y un consumo eléctrico que se mantuvo prácticamente sin crecimiento por segundo año consecutivo. En efecto, durante 2009, la demanda por electricidad tuvo una caída de 0,5%, lo que se explica -principalmente- por el estancamiento del crecimiento de la economía como consecuencia de la crisis económica mundial. A lo anterior, se agregó el efecto de las campañas de eficiencia en el uso de la energía eléctrica iniciadas en 2008, a raíz de la condición crítica de abastecimiento de ese año.

SITUACIÓN HIDROLÓGICA Y CAUDALES

Los caudales afluentes, durante 2009, tuvieron un comportamiento similar al del ejercicio anterior, con una probabilidad de excedencia en torno a 42%.

Como en otros años, la oferta hidroeléctrica no fue pareja durante el período. El primer trimestre se vio afectado por un deshielo algo menor, en torno a 60% de probabilidad de excedencia, que tuvo como consecuencia la disminución rápida de los caudales de deshielo y el comienzo anticipado de la extracción de agua desde los embalses estacionales. En el segundo y tercer trimestre, hubo una hidrología más favorable, con el comienzo de las lluvias a inicios de mayo. En estos dos trimestres se configuró una hidrología con caudales afluentes, con una probabilidad de excedencia de 40% en el rango húmedo, explicado por las abundantes lluvias. El cuarto trimestre tuvo caudales afluentes de deshielo normales, con una probabilidad de excedencia en torno a 50%, lo que se vio

favorecido por lluvias superiores a las de un año normal, registradas en octubre y noviembre.

Cabe indicar que si bien la hidrología de 2009, medida como probabilidad de excedencia, fue similar a la de 2008, su distribución fue más pareja, lo que tuvo un efecto positivo en la generación hidroeléctrica, debido a que permitió hacer un uso más eficiente de los embalses.

LLEGADA DEL GAS NATURAL LICUADO (GNL)

En septiembre, la llegada del GNL permitió reducir la importante participación que venía registrando el petróleo en la matriz de generación del SIC. Esto tuvo, además, un impacto positivo en los resultados de la compañía, al disminuir sus costos de producción.

La disponibilidad de gas natural -derivado de GNL- también ha permitido a Endesa Chile retomar la mayor eficiencia técnica y seguridad de operación de sus centrales de ciclo combinado, al utilizar el principal combustible para el cual estas unidades fueron diseñadas.

REDUCCIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN

En 2009, el gasto en generación con petróleo de Endesa Chile y filiales en Chile bajó en 63% respecto de 2008, debido a la llegada del GNL y al menor precio del crudo afectado por la crisis económica internacional. De esta forma, el marcador WTI del petróleo tuvo un valor promedio en 2008 cercano a los US$ 100 por barril, en circunstancias que en 2009 fue del orden de US$ 62 por barril, lo que significó una baja promedio del precio del crudo de 38%.

PRECIOS DE LA ENERGÍA

La hidrología favorable y los menores costos de los combustibles líquidos que prevalecieron durante 2009, redundó en que se redujeran en forma importante los costos de la generación eléctrica y, por consiguiente, también los precios de transferencias de la energía en el mercado spot. En efecto, el costo marginal horario que en 2008 fue en promedio de 207 US$/MWh, con un máximo mensual de 340 US$/MWh y un mínimo de 129 US$/MWh, disminuyó en 2009 a un valor promedio de 108 US$/MWh, con un máximo mensual de 134 US$/MWh y un mínimo de 67 US$/MWh, lo cual implicó una disminución de 50% en el promedio anual.

Por otra parte, el precio de nudo monómico promedio presentó una disminución del orden de 9% respecto del mismo precio de 2008 (de 110 US$/MWh en 2008 a 100 US$/MWh en 2009).

OPERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Endesa Chile mantiene una sólida posición operacional con un parque generador equilibrado en tecnologías de producción, con una proporción mayoritariamente hidroeléctrica y con una alta disponibilidad, lo que le permite disponer de una matriz de generación de bajo costo. Junto con ello, ha definido una política

comercial que mantiene un adecuado nivel de contratación con clientes, con flexibilidad de precios y con una adecuada gestión de la demanda, todo lo cual le permite cubrir en forma razonable su margen comercial frente a situaciones críticas de abastecimiento, entre las que están las hidrologías secas. Los compromisos contractuales asumidos según su política comercial han permitido a Endesa Chile, vender durante 2009 importantes excedentes de energía eléctrica a precios convenientes en el mercado spot y, también, obtener beneficios de la venta en el mercado de clientes libres y regulados.

ACCIONES DE ENDESA CHILE EN 2009 EN EL ÁMBITO DE LA EXPLOTACIÓN

La excelencia en la explotación de las instalaciones de Endesa Chile ha sido una característica en la compañía para mantener los elevados estándares de disponibilidad, eficiencia y seguridad en la operación de sus centrales, en coordinación con el sistema eléctrico en el que participa, haciéndola una actividad fundamental que le ha permitido ser una empresa líder en la industria eléctrica.

Algunas de las acciones efectuadas en 2009 que han permitido mantener el liderazgo son:

Acciones de corto plazo

Aquellas que han impactado directamente los resultados operacionales y han incrementado el valor de la empresa:

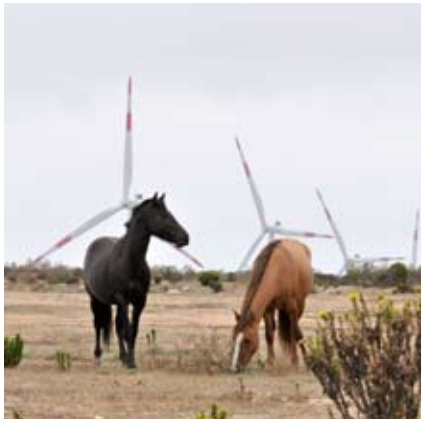
1) Puesta en servicio de nuevos proyectos e intervenciones de mejoramiento de unidades existentes, que permitieron aumentar la capacidad efectiva de generación en 322 MW.

   a) En febrero, terminó el mantenimiento mayor de la turbina a vapor de central Tarapacá, que considera el desarme de la unidad y revisión del estado de todos sus componentes. Con estos trabajos se mejoró en 5,3% el rendimiento y, con ello, se obtuvo una reducción de su consumo específico de combustible.

   b) Durante los primeros días de marzo se puso en servicio el CEN (Centro de Explotación Nacional), que en su primera etapa considera la operación telecontrolada desde Santiago de las centrales hidráulicas Pehuenche, Curillinque y Loma Alta. Debido a la relevancia y complejidad de este cambio en la modalidad de operación de las centrales hidráulicas, se trabajó, durante 2009, en la optimización de los procesos tecnológicos asociados, tales como el hardware, software y canales de comunicación. Durante 2010, se continuará incorporando nuevas centrales hidráulicas al CEN.

   c) En mayo, concluyó exitosamente el cambio de turbina de la unidad N° 1 de central hidroeléctrica Abanico.

   d) En julio, inició su operación comercial la primera unidad de la central Quintero, de 129 MW de potencia. La segunda unidad comenzó su operación comercial a principios de septiembre, aportando al Sistema Interconectado Central (SIC) una potencia de 128 MW.



e) En agosto, se empezó a quemar gas proveniente de GNL Quintero en San Isidro, luego de terminar los ajustes en su sistema de combustión.

f) En noviembre, entró en operación el parque eólico Canela II, con un aporte de 60 MW de potencia instalada con sus 40 aerogeneradores. Su funcionamiento permitirá desplazar una emisión cercana a las 90 mil toneladas de CO_2 al año, constituyéndose así en el Parque Eólico Canela (Canela y Canela II), el primero en tamaño del SIC y el segundo en Latinoamérica.

g) En noviembre, concluyeron los trabajos de reemplazo de los combustores diseñados para quemar petróleo de San Isidro II, por otros del tipo DNL, diseñados para quemar gas como combustible principal. Las pruebas realizadas demostraron una potencia real de 399 MW, superior a los 377 MW contractuales y un rendimiento 3% superior.

h) En diciembre, se hicieron los ajustes necesarios para que ambas turbinas de central Quintero puedan quemar gas natural proveniente de GNL Quintero, además de fuel oil.

i) En diciembre, terminaron los trabajos de repotenciación de la turbina de la unidad N° 5 de central Rapel. El trabajo comprendió -principalmente- el cambio de rodete y álabes móviles, aumentando la potencia en 5 MW.

j) En diciembre, se puso en servicio la planta de bombeo de central Sauzal. Esta planta permite cumplir con los compromisos de riego del canal Cachapoal y generar este caudal, sin necesidad de verterlo aguas arriba de la central. Ello, implicó una generación adicional anual de unos 6 GWh.

2) Acciones de modernización de instalaciones efectuadas en 2009:

a) Se modernizaron las unidades N° 1 y 2 de central Rapel, permitiendo así dar cumplimiento a lo dispuesto en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

Acciones de Mediano Plazo en el Área de Proyectos:

- Proyectos nuevos asociados a la generación eléctrica: Inicio de la operación comercial de Bocamina II, de 370 MW, en diciembre de 2010.
- Proyectos en instalaciones existentes: Para 2011 está programada la ejecución del overhaul de central Bocamina.
- Modernización de centrales

Con el objetivo de dar cumplimiento a lo dispuesto por la norma técnica de seguridad y calidad de servicio, se han programado modernizaciones como:

a) Para 2010, se trabajará con las unidades 3, 4 y 5 de central Rapel; con las unidades 1, 5 y 6 de central Abanico; y con las unidades 1, 2 y 3 de central Cipreses.

b) Para 2011, se espera trabajar con las centrales hidroeléctricas Sauzal, Sauzalito y Los Molles.

ACCIONES DE ENDESA CHILE EN 2009 EN EL ÁMBITO COMERCIAL

Frente al objetivo de conservar su liderazgo en el mercado de clientes y mantener un nivel de compromisos que permita maximizar sus utilidades y acotar la variabilidad de su margen operacional, Endesa Chile suscribió nuevos contratos de suministro eléctrico para potenciar su cartera de clientes. Las gestiones realizadas en 2009 fueron:

1. Se firmaron nuevos contratos con los clientes MINERA CAN CAN, EMELECTRIC, LAFARGE, CONAFE (por suministro a Minera Carmen de Andacollo) e INCHALAM. La potencia contratada con ellos alcanza en torno a los 60 MW y sus vigencias se extienden -en promedio- por unos siete años.

2. En relación con los procesos de licitación de suministros de largo plazo, realizados en enero y julio de 2009, Endesa Chile materializó la firma de los contratos de suministro eléctrico con las distribuidoras Chilquinta y CGE Distribución, por un total de 3.060 GWh/año, divididos en bloques de 660 GWh/año, 2.000 GWh/año y 400 GWh/año, respectivamente. Las vigencias de estos bloques de suministro eléctrico se extienden entre 11 y 15 años, contados a partir de 2010.

3. Durante 2009, se suscribió un nuevo contrato de compra de energía entre Endesa Chile y su filial Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., por medio del cual esta última le suministrará un bloque de 500 GWh/año a partir de 2010. El precio de compra corresponde al valor de adjudicación de las licitaciones de empresas de distribución, realizadas durante enero de 2009.

4. Con motivo de los sobrecostos en que ha debido incurrir central Tarapacá, de la filial Celta, todos asociados a los mantenimientos de la unidad a raíz de los elevados precios de la energía y de los combustibles, se alcanzó un acuerdo comercial con su cliente Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, en cuanto a la revisión de precios de los contratos suscritos entre ambas. Este significó un alza de precios de 9,3 US$/MWh, retroactivo a partir del 1 de enero de 2008, y una opción del cliente para extender los contratos vigentes hasta el 31 de marzo de 2020.

5. Por otro lado, Endesa Chile continuó con su política de acercamiento y mejora de la relación comercial con sus clientes, realizando una serie de actividades que permitieron afianzar esta relación. En el marco del Plan de Servicio Integral al Cliente, en julio de 2009, se realizó la visita de los clientes al Parque Eólico Canela. Ese mismo mes se efectuaron tres seminarios con clientes en las ciudades de Concepción, Copiapó y La Serena. Asimismo, durante septiembre, se llevó a cabo el "V Seminario con Clientes de Endesa Chile y filiales", orientado a entregar una visión general del impacto de implementar proyectos relacionados con la Eficiencia Energética (EE) en procesos productivos de generación de energía. Además, se cumplió con el programa anual de visitas a sus oficinas comerciales o instalaciones.

6. Todas las actividades descritas fueron muy bien recibidas por los clientes. Así quedó consignado en los positivos resultados de la V Encuesta de Servicio, obteniéndose un Índice de Satisfacción al Cliente de 80% en el rango de 0% a 100% lo que califica a la cartera como "satisfecha". Las

áreas mejor evaluadas fueron staff comercial, canales de comunicación y proceso de facturación.

En 2009, Endesa Chile realizó además acciones conducentes a mejorar la disponibilidad y eficiencia del suministro de insumos:

Desde el punto de vista de la situación de abastecimiento de combustibles, Endesa Chile impulsó acciones comerciales, tales como:

- En el marco del contrato de transporte de gas vigente entre la filial San Isidro S.A. y la empresa transportista argentina Transportadora de Gas del Norte (TGN), contrato que en los últimos dos años, a raíz de la indisponibilidad del gas natural procedente de ese país, ha alcanzando tan sólo un 20% de nivel de utilización, se materializó un acuerdo comercial, consistente en una reducción de diez años en la vigencia del mismo respecto de su plazo remanente original, junto con una flexibilidad en el volumen contratado. Ello, implicará para San Isidro S.A. un ahorro en valor presente del orden de US$ 35 millones.

- En atención al incremento que se prevé en las compras futuras de carbón, con motivo de la puesta en servicio de la unidad N° 2 de central Bocamina, prevista para el último trimestre de 2010, durante 2009, se negoció con CARBOEX, compañía filial de ENDESA, S.A., que adquiere el carbón para el grupo en Europa, un contrato por las necesidades de suministro de carbón de Endesa Chile y su filial Celta para 2010 y 2011. Este acuerdo, contempla la modalidad de entrega desde diversos orígenes, en condiciones de mercado que considera un precio indexado, con un valor de referencia del mercado internacional del carbón.

En relación con los sistemas de transmisión que utiliza nuestra compañía para transportar la energía producida por sus centrales, Endesa Chile impulsó el proyecto "STATCOM", para aumentar en 280 MW la capacidad del sistema de transmisión Ancoa-Alto Jahuel-Polpaico 500 kV, sin construir nuevas líneas de transmisión, lo que permitirá transportar una mayor cantidad de energía hidráulica desde sus centrales ubicadas en el sur del país y acceder también a mejores precios por la energía producida.

El proyecto, que se espera entre en servicio el 31 de diciembre de 2010, será de propiedad de la empresa de transmisión Transelec y consiste en la instalación de un equipo STATCOM de 140 MVAR en la Subestación Cerro Navia, el que se constituiría como el de mayor tamaño en su tipo, instalado en el mundo a la fecha.

Durante el primer semestre de 2009, Endesa Chile puso en servicio el proyecto "Esquema de desconexión automática de carga a través de comunicaciones satelitales", el que permitió minimizar el despacho de unidades generadoras a petróleo diesel al norte de la subestación Maitencillo. La implementación de este proyecto significó un ahorro por sobrecostos de operación por un monto de US$ 4,6 millones, durante el período abril a julio de 2009. Este proyecto obtuvo el primer lugar en el Programa de Innovación 2008 que desarrolló el Grupo ENDESA, al que se presentaron 4.500 proyectos procedentes de ocho países y 21 empresas a nivel mundial.

PROYECTOS EJECUTADOS

CENTRAL TERMOELÉCTRICA QUINTERO

El proyecto contempló la construcción y puesta en operación comercial de una central térmica, en ciclo abierto, de 250 MW de potencia, en el lugar denominado El Monte, comuna de Quintero, Región de Valparaíso, en un terreno aledaño al terminal de la refinería ENAP y al terminal de GNL.

El 23 de julio de 2009, se declaró en operación comercial la primera unidad con 129 MW de potencia bruta y, el 4 de septiembre del mismo ejercicio, se declaró en operación comercial la segunda unidad, con 128 MW de potencia bruta. La central en ciclo abierto quedó declarada con una potencia bruta de 257 MW, al operar con petróleo diesel y, desde diciembre, quedó en condiciones de operar también con GNL.

PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

AMPLIACIÓN CENTRAL BOCAMINA SEGUNDA UNIDAD

El proyecto contempla la construcción de una central térmica a carbón de 370 MW, contigua a la actual central Bocamina, en la comuna de Coronel, Región del Bío Bío, utilizando como combustible carbón pulverizado bituminoso. La puesta en servicio está prevista para fines de 2010.

Se avanza en la construcción de la central, la que estará dotada de las últimas tecnologías de reducción de emisiones. Se encuentra en su fase de término la construcción de fundaciones de diversas estructuras, del edificio eléctrico, silos y estanques, y el montaje de estructuras metálicas para el edificio de la caldera, de la turbina, del desulfurizador y de las partes en presión de la caldera.

PROYECTOS EN ESTUDIO

CENTRAL HIDROELÉCTRICA LOS CÓNDORES

El proyecto Los Cóndores aprovecha el desnivel de 765 metros existente entre la laguna del Maule y la confluencia del río Maule con la quebrada Las Luces, para generar 150 MW a través de una aducción en túnel en presión de alrededor de 12 km.

Durante el desarrollo del proceso de licitación iniciado en 2008, se detectaron oportunidades de mejora para el proyecto. Como consecuencia de ello, durante 2009, se realizaron estudios complementarios de terreno y se comenzó un análisis de factibilidad para desarrollar la construcción del túnel de aducción mediante la metodología TBM (máquina tunelera).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA NELTUME

El proyecto Neltume contempla la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de aproximadamente 490 MW, que aprovecharía el desnivel existente de 402 metros entre los lagos Pirehueico y Neltume, con bocatoma en el río Fuy. Ubicada en la Región de Los Ríos, se conectaría al Sistema Interconectado Central mediante un enlace entre la central Neltume, la S/E Pullinque y el SIC.

En 2009, se completó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), a partir del cual se realizaron adecuaciones al proyecto de factibilidad iniciado en años anteriores.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHOSHUENCO

El proyecto Choshuenco consiste en una central hidroeléctrica de pasada de 128 MW, con aducción mixta (canal y túnel), que utilizaría las aguas del río Llanquihue entre los lagos Neltume y Panguipulli, quedando en serie hidráulica con la central hidroeléctrica Neltume y, además, utilizando el enlace de transmisión previsto para ésta.

Durante 2009, se separó el estudio de factibilidad y ambiental de Choshuenco del estudio inicial del complejo Neltume-Choshuenco, de modo de priorizar el proyecto Neltume.

CENTRAL TERMOELÉCTRICA PUNTA ALCALDE

El proyecto termoeléctrico Punta Alcalde prevé la construcción de una central térmica constituida por dos unidades de tecnología vapor-carbón, con una potencia instalada total de 740 MW, y estará ubicada en la Región de Atacama, comuna de Huasco. Esta central se conectaría a la subestación troncal Maitencillo, mediante un sistema de transmisión en 220 kV.

Durante 2009, se sometió el proyecto al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y se avanzó en estudios de ingeniería básica del proyecto.

OTROS ESTUDIOS

Durante 2009, Endesa Chile inició estudios para redefinir conceptualmente los proyectos asociados al derecho de agua constituido en la cuenca del río Puelo, de modo de compatibilizar los puntos de vista de sustentabilidad ambiental, social, técnico y económico.

PROYECTOS EJECUTADOS DE ENDESA ECO

PARQUE EÓLICO CANELA II

Contempló la construcción de un parque eólico compuesto por 40 aerogeneradores, con una potencia instalada de 60 MW, emplazado en el km. 298 de la Ruta 5 Norte, en la comuna de Canela, Región de Coquimbo, al costado sur del actual Parque Eólico Canela.

A fines de noviembre de 2009, se completó con éxito la puesta en servicio de los 40 aerogeneradores del parque eólico y, el 11 de diciembre, Canela 2 se declaró en operación comercial, ampliando así la capacidad total del parque (Canela y Canela II) a 78,15 MW.

PROYECTOS EN ESTUDIO DE ENDESA ECO

CENTRAL HIDROELÉCTRICA PIRUQUINA

Consiste en la construcción de una minicentral hidroeléctrica de pasada de 7,6 MW, en la isla grande de Chiloé. Aprovechará las aguas del río Carihueico, utilizando un caudal de 32 m^3/s.

En febrero de 2009, se presentó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) ante la Comisión Regional de Medio Ambiente (Corema) de la Región de Los Lagos, aprobado en noviembre del mismo año, período en el que, además, se comenzó con la elaboración de las bases para el proceso de licitación respectivo.

TECNOLOGÍA ERNC

En 2009, se avanzó en la exploración de posibilidades de desarrollo en Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Para ello, se estudiaron iniciativas como:

- Proyecto termosolar, ubicado en la Región de Atacama, con capacidad de 10 MW.
- Proyectos minihidráulicos, donde se evaluaron diversos proyectos de tamaño menor a 20 MW, ubicados entre las regiones del Bío Bío y de los Ríos y la Región de Los Lagos, por un total de 130 MW. Además, se adquirieron derechos de agua con un caudal medio de 6,4 m^3/s, para un proyecto del orden de 10 MW, ubicado en la zona del lago Neltume.
- Proyectos eólicos, para lo cual, a diciembre de 2009, se tiene instaladas 15 torres de monitoreo. De las zonas prospectadas, existen tres en las cuales, tras un período de medición superior a un año, se observa un factor de planta para una central eólica superior al 30%, con una potencia global de unos 300 MW.

PROYECTOS DE ASOCIADAS

GNL QUINTERO S.A.

Dentro de su estrategia de asegurar fuentes de energía confiables y variadas, Endesa Chile está participando en la iniciativa auspiciada por el gobierno para aumentar la diversificación de la matriz energética, a través del proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) de Quintero, con un 20% de propiedad del terminal de regasificación, en el que participa junto con Enap, Metrogas y British Gas, siendo este último el proveedor del gas.

El 12 de julio atracó en el muelle de Quintero el barco Methane Jane Elizabeth, proveniente de Trinidad y Tobago, y destinado a realizar las pruebas del terminal de regasificación, las que se extendieron hasta septiembre. A partir de entonces, se dio inicio a la fase de operación denominada Early Gas (o etapa Fast Track). Durante esta fase, la capacidad máxima garantizada del terminal está limitada a 4,8 MMm^3/d y se utiliza como almacenaje el propio barco que trae el GNL, el que debe permanecer en el muelle hasta completar su descarga.

Esta modalidad de operación se extenderá hasta aproximadamente agosto de 2010, cuando entren en servicio los dos estanques de almacenamiento de GNL, cada uno con una capacidad de 160.000 m^3, y que actualmente se encuentran en construcción. A partir de ese momento, se dará inicio a la operación comercial del terminal definitivo y la capacidad máxima garantizada del mismo aumentará a 9,6 MMm^3/d.

Adicionalmente al barco de pruebas, a partir de septiembre de 2009, se programó el arribo de seis barcos provenientes de distintos orígenes (Guinea Ecuatorial y Qatar) destinados a abastecer la demanda de este combustible de Enap, Metrogas y Endesa Chile. De esta forma, durante 2009, se descargó en el terminal de Quintero un volumen equivalente a 558 MMm^3 de gas natural. De ellos, a Endesa Chile le correspondieron 254 MMm^3, volumen que estuvo disponible para las unidades de central San Isidro y central Quintero.

HIDROAYSÉN

HidroAysén, sociedad en la que Endesa Chile tiene el 51% del capital social y Colbún S.A., el 49% restante, consiste en un proyecto de construcción y operación de cinco centrales hidroeléctricas en los ríos Baker y Pascua, en la Región de Aysén, en el extremo sur de Chile, que suman un total de 2.750 MW que se conectarían al Sistema Interconectado Central (SIC).

El proyecto de HidroAysén se plantea como la iniciativa hidroeléctrica más importante que se haya presentado en el país, debido a su eficiencia y aporte a la matriz energética nacional.

Las centrales tendrían una capacidad de generación media anual de 18.430 GWh, lo que equivale al 35% del consumo de Chile de 2008, y la superficie total de los embalses -considerando las cinco centrales- sería de 5.910 hectáreas, equivalentes al 0,05% de la Región de Aysén, cuya superficie total es de 108.494 km^2.

Durante el primer semestre de 2009, la gestión de HidroAysén se centró en concluir la elaboración de su Adenda N° 1, con las respuestas a las 2.698 observaciones emitidas por los servicios públicos con competencia para la evaluación de su Estudio de Impacto Ambiental (EIA), a través de su Informe Consolidado de Solicitud de Rectificaciones y/o Aclaraciones, ICSARA.

Una vez terminado el trabajo de preparación de las respuestas a las observaciones recibidas en el ICSARA N°1, y por contingencias ocurridas en la Región de Aysén, HidroAysén estimó conveniente solicitar una ampliación del plazo de presentación de su Adenda N° 1, hasta el 20 de octubre de 2009, fecha en la cual finalmente entregó el documento a la autoridad ambiental pertinente.

El 29 de diciembre de 2009, la Corema de la Región de Aysén -mediante Resolución Exenta N° 1026-, resolvió ampliar el plazo de 120 días para la evaluación ambiental del EIA del Proyecto Hidroeléctrico Aysén por 60 días adicionales. El 18 de enero de 2010, HidroAysén recibió su ICSARA N° 2, con un total de 1.114 observaciones de parte de los servicios públicos con competencia ambiental en esa región. El 22 de enero de 2010, HidroAysén procedió a solicitar a la Conama la suspensión del plazo hasta el 30 de junio del mismo año, para responder la ICSARA N° 2.

Respecto de las observaciones realizadas por la ciudadanía durante el Proceso de Participación Ciudadana, conducido por CONAMA de Aysén en 2008, resulta pertinente indicar que aunque no es un requerimiento de la normativa vigente, HidroAysén respondió en una primera etapa, 90% del total de observaciones recibidas, que se agruparon en 12 tipos de observaciones o preguntas temáticas similares. Estas respuestas corresponden a 9.045 observaciones y fueron ingresadas a la CONAMA de Aysén el 27 de noviembre de 2009, con el objetivo de contribuir con todos los antecedentes y la información que permitan a la autoridad responder las inquietudes de la ciudadanía.

Adicionalmente, se mantuvieron diferentes procesos informativos en la región para llevar los antecedentes del proyecto y sus beneficios a todos sus habitantes. A nivel nacional, se continuó trabajando en presentar el proyecto, sus características y principales ventajas de la hidroelectricidad a los diferentes públicos de interés del proyecto.

La empresa continuó impulsando una relación directa con las comunidades locales y sus representantes, a través de su Plan de Responsabilidad Social Empresarial (RSE), que se funda en el desarrollo del capital humano, fomento productivo e integración social.

En esta línea, se realizó una serie de actividades tendientes a fortalecer la relación con las comunidades y autoridades locales. Dentro de las acciones implementadas, durante 2009, destaca la educación, como pilar fundamental para el desarrollo de la región, por lo que HidroAysén ha puesto a disposición de los jóvenes de Coyhaique y la Provincia de Capitán Prat, cincuenta becas anuales para enseñanza técnica superior y ha desarrollado cursos de capacitación en áreas tan diversas como gastronomía, construcción, contabilidad y turismo. Este programa se mantendrá durante 2010.

Asimismo, se han entregado más de 400 capacitaciones y se han financiado 79 proyectos innovadores a través de fondos concursables en Cochrane, Villa O'Higgins y Coyhaique, además de la instalación de mesas de trabajo entre HidroAysén y representantes de organizaciones sociales y productivas en cada una de estas localidades que se mantienen desde 2008.

En el ámbito de integración social, la empresa ha apoyado las actividades culturales en la región, preservando las tradiciones e identidad local, a través de la publicación de libros, apoyo de festivales costumbristas y el trabajo permanente con las organizaciones sociales.

Sin duda, uno de los compromisos más importantes que HidroAysén ha asumido de forma voluntaria es entregar energía más barata para la Región de Aysén, que -en la actualidad- paga uno de los costos más altos del país por la electricidad. Este proyecto consiste en aumentar la disponibilidad de energía en la región en 26,6 MW adicionales, principalmente, a través de minicentrales hidroeléctricas.

Asimismo, la construcción del proyecto de HidroAysén permitirá realizar mejoras en la infraestructura vial, en la cobertura de telecomunicaciones, el desarrollo de nuevos servicios asociados a la construcción del proyecto, especialmente hotelería, alimentación, transporte y comercio, además de los puestos de trabajo, que llegarían a un promedio mensual de 2.260, con un máximo de 5.000 en la etapa de mayor demanda.

Operaciones en Colombia

CAPACIDAD INSTALADA, GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA

CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	2008	2009
EMGESA		
GUAVIO (HIDROELÉCTRICA)	1.213	1.213
GUACA (HIDROELÉCTRICA)	325	325
PARAÍSO (HIDROELÉCTRICA)	277	277
CARTAGENA (TERMOELÉCTRICA)	208	208
TERMOZIPA (TERMOELÉCTRICA)	236	236
CHARQUITO (HIDROELÉCTRICA)	20	20
LIMONAR (HIDROELÉCTRICA)	18	18
LA TINTA (HIDROELÉCTRICA)	20	20
TEQUENDAMA (HIDROELÉCTRICA)	20	20
LA JUNCA (HIDROELÉCTRICA)	20	20
BETANIA (HIDROELÉCTRICA)	541	541
TOTAL	**2.895**	**2.895**
TOTAL COLOMBIA	**2.895**	**2.895**

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)	2008	2009
EMGESA	12.905	12.674
TOTAL GENERACIÓN EN COLOMBIA	**12.905**	**12.674**

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)	2008	2009
EMGESA	16.368	16.806
TOTAL VENTAS EN COLOMBIA	**16.368**	**16.806**

(1) Certificado por Bureau Veritas, 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".

ACTIVIDADES Y PROYECTOS

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL QUIMBO

En 2009, se completó la ingeniería básica del proyecto El Quimbo, que deberá estar en servicio hacia fines de 2014, para abastecer la energía firme comprometida, a través del contrato que se adjudicara en la subasta de 2008. La central hidroeléctrica El Quimbo estará ubicada en el departamento de Huila, sobre el río Magdalena, aguas arriba de la central Betania. Su capacidad instalada será de 400 MW y operará con dos unidades generadoras. En agosto de 2009, el Ministerio de Ambiente emitió -en firme- la licencia ambiental, estableciendo las exigencias con las cuales deberá cumplir Emgesa para la construcción del proyecto. Actualmente, se está en fase de revisión presupuestaria, con la idea de someter a aprobación, durante 2010, el inicio de la construcción del proyecto.

Después de la asignación del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, en 2008, por parte del Gobierno Nacional, se han presentado los siguientes avances y hechos relevantes: en mayo de 2009, el Presidente de la República, Álvaro Uribe Vélez, anunció el otorgamiento de la licencia ambiental para el proyecto. El 26 de mayo de 2009, Emgesa presentó un recurso de reposición a la Licencia Ambiental y, el 21 de agosto de 2009, el Ministerio resolvió el recurso de reposición interpuesto por Emgesa y quedó en firme la licencia bajo el auto N° 1628.

Por otra parte, se llevaron a cabo los procesos de licitación de obras civiles y equipos electromecánicos y la Asamblea de Propietarios, que tuvo como fin elegir al representante de la comunidad en la Comisión Tripartita, que se conformó en el segundo semestre.

Adicionalmente, se realizaron todos los trámites necesarios para la obtención de los títulos mineros que permitirán la explotación de materiales en la zona, en el caso de una futura construcción del proyecto.

La compañía inició un riguroso análisis para acotar los riesgos ambientales y sociales del proyecto, con el fin de lograr un cierre financiero que permita definir la viabilidad del proyecto. Adicionalmente, la compañía está a la espera de obtener un acuerdo de estabilidad tributaria que garantice la deducción por inversiones del 30%, después del trámite de la reforma tributaria.

OTROS PROYECTOS

Por otra parte, en 2009, se concluyeron también los estudios de factibilidad de los proyectos hidroeléctricos Guaicaramo (467 MW, sobre el río Upía) y Chapasía (407 MW, sobre el río Lengupá), así como la prefactibilidad de un complejo de centrales minihidráulicas (175 MW, en el río Sumapaz). La autoridad ambiental se pronunció en el caso de Guaicaramo, como de Sumapaz, determinando que no se requiere un diagnóstico ambiental de alternativas.

En el campo eólico, se procedió a instalar tres torres meteorológicas en otras áreas y se han iniciado negociaciones para nuevas áreas en la región de la Guajira, que es una de las zonas con mayor potencial del país.

CALIFICACIÓN AAA DE LA DEUDA

El Comité Técnico de Calificación de Duff & Phelps de Colombia S.A., asignó la calificación AAA a la Deuda Corporativa de Emgesa y ratificó la calificación AAA al Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios de la compañía, que se amplió de setecientos mil millones de pesos colombianos a un billón novecientos mil millones de pesos colombianos. Las emisiones calificadas en esta categoría se consideran con la más alta calidad crediticia y los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE BONOS

En 2009, Emgesa acumuló seis emisiones de bonos, por un total de 665.000 millones de pesos colombianos (en torno a US$ 325 millones), con plazos entre 5 y 15 años y a tasas entre 4,3% y 5,8%, equivalente en dólares.

PREMIO ANDESCO A LA RESPONSABILIDAD SOCIAL

En el marco del XI Congreso nacional & II internacional de servicios públicos domiciliarios, organizado por Andesco y la Superintendencia de Servicios Públicos en Cartagena, se llevó a cabo la cuarta versión del Premio Andesco a la Responsabilidad Social Empresarial (RSE), donde Emgesa fue premiada en dos categorías: Mejor desempeño ambiental por su proyecto "Recuperación, caracterización, valoración y diseño paisajístico del ecosistema de la laguna y el manglar de la central térmica Cartagena"; y Mejor Gobierno Corporativo.

CERTIFICACIÓN ISO 9001 DE LA GERENCIA COMERCIAL

La firma Bureau Veritas Certification entregó la certificación ISO 9001, versión 2008, a todos los procesos de la gerencia comercial de Emgesa. Estos son los primeros procesos de la organización en recibir la certificación actualizada de la norma.

RECONOCIMIENTOS

Las revistas Cambio y Gerente realizaron un análisis por sectores económicos de las empresas más grandes, exitosas e influyentes del país. Revista Cambio ubicó a Emgesa en el cuarto lugar entre las sociedades más grandes del sector y en el N° 14, de acuerdo a las ganancias. Por su parte, la revista Gerente le otorgó a Emgesa el lugar N° 44 en el ranking por ingresos y el N° 12 en cuanto a su utilidad neta.

Asimismo, la revista Semana otorgó a Emgesa el quinto lugar en cuanto a primeras empresas del sector, el lugar N° 8 en cuanto a activo y patrimonio, el puesto número 9 en cuanto a ganancias y el lugar N° 32 en cuanto a ventas.

AUDITORÍA EXTERNA AL SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

Se realizó la auditoría de recertificación para el Sistema de Gestión de Calidad de Codensa y Emgesa por parte de Bureau Veritas. Se auditó a ambas empresas y simultáneamente se llevó a cabo la auditoría de re-certificación para el Sistema de Gestión Ambiental (SGA) de Codensa.

REDUCCIÓN DE CAPITAL DE EMGESA

El 4 de noviembre de 2008, el Consejo de Administración de Endesa aprobó el proceso de reducción de capital hasta por 450.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US$ 225 millones).

Durante 2009, de acuerdo a la legislación colombiana, la compañía trabajó en obtener autorizaciones y conceptos favorables con la Superintendencia de Sociedades y Superintendencia de Servicios Públicos. Actualmente, está pendiente el concepto por parte del Ministerio de Protección Social.

Operaciones en Perú

CAPACIDAD INSTALADA, GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA

CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	2008	2009
EDEGEL		
HUINCO (HIDROELÉCTRICA)	247	247
MATUCANA (HIDROELÉCTRICA)	129	129
CALLAHUANCA (HIDROELÉCTRICA)	80	80
MOYOPAMPA (HIDROELÉCTRICA)	65	65
HUAMPANI (HIDROELÉCTRICA)	30	30
YANANGO (HIDROELÉCTRICA)	43	43
CHIMAY (HIDROELÉCTRICA)	151	151
SANTA ROSA (TERMOELÉCTRICA) (2)	229	430
VENTANILLA (CICLO COMBINADO)	493	493
TOTAL	**1.467**	**1.667**

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)	2008	2009
EDEGEL	8.102	8.163
TOTAL GENERACIÓN EN PERÚ	**8.102**	**8.163**

VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)	2008	2009
EDEGEL	8.461	8.321
TOTAL VENTAS EN PERÚ	**8.461**	**8.321**

(1) Certificado por Bureau Veritas, 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".
(2) El 2 de septiembre de 2009, la turbina a gas correspondiente a la ampliación de central Santa Rosa entró en operación comercial, con 193,18 MW de potencia bruta. El 28 de noviembre se reconoció un incremento de potencia de 6,65 MW, con lo que la potencia de la turbina a gas alcanzó los 199,83 MW. Asimismo, el 30 de abril de 2009 se reconoció un aumento de potencia de 0,61 MW en la TG7 de la central Santa Rosa.

ACTIVIDADES Y PROYECTOS

EDEGEL S.A.A.

Proyecto Ampliación Central Termoeléctrica Santa Rosa

El proyecto contempló la ampliación de la central termoeléctrica Santa Rosa, mediante la construcción y puesta en servicio de una turbina a gas, en ciclo abierto, de 188,6 MW de potencia bruta, operando con gas natural de Camisea.

El 1 de agosto de 2009, la unidad térmica realizó con éxito su sincronización al sistema interconectado de Perú y entró en operación comercial el 2 de septiembre de 2009, cuatro meses antes de lo programado, con 193,18 MW de potencia bruta.

Contratación de capacidad dual de las unidades UTI de la central Santa Rosa con Electroperú

El 29 de enero de 2009, Edegel suscribió el contrato de "Servicio de capacidad adicional de generación a través de la conversión de equipos al sistema de generación dual", con la empresa estatal Electroperú. Mediante este contrato, Edegel se comprometió a convertir 94 MW de capacidad de las unidades UTI al sistema de generación dual gas natural–diesel y a asegurar así cierto nivel de confiabilidad de esta potencia bajo penalidades. Por su parte, Electroperú se comprometió a pagar el precio ofertado por Edegel por el plazo de vigencia del contrato, el cual se estableció entre el 15 de junio de 2009 y el 31 de diciembre de 2010.

Este contrato se circunscribe dentro del marco del Decreto de Urgencia N° 037-2008 del 21 de agosto del 2008, en el cual, ante la posibilidad de desabastecimiento interno de electricidad por el elevado crecimiento de la demanda y las restricciones de transporte de gas natural de Camisea, autoriza a las empresas estatales la contratación de la conversión de unidades existentes que operan con gas natural para su operación dual con diesel, traspasando los costos asociados a esta contratación a la demanda, a través de un cargo especial en la tarifa de potencia.

En ese sentido, del 23 de abril hasta el 31 de mayo de 2009, se realizó la conversión a sistema dual de los grupos UTI TG5 y TG6 de la central térmica Santa Rosa. Esta conversión estuvo a cargo de la empresa Wood Group.

El alcance de la conversión consistió básicamente en el reemplazo de los equipos para la inyección de combustible conformado por válvulas shut-off, moduladoras y de venteo, además de filtros, tuberías y mangueras.

Calificación como unidades duales de las unidades TG3 y TG4 de Ventanilla y TG7 de Santa Rosa

Con la finalidad de incrementar la confiabilidad del Sistema Eléctrico incrementando su reserva, el Decreto Legislativo N° 1041, publicado el 26 de junio de 2008, estableció una remuneración especial para las unidades de generación que normalmente operan con gas natural y que tengan la alternativa de operación con otro combustible (operación dual). Lo anterior fue perfeccionado por el OSINERGMIN, a través de la publicación del procedimiento respectivo, que -entre otras-, establece la forma de remunerar a las unidades duales y los requisitos para ser calificadas como tales.

En virtud de lo anterior, Edegel solicitó al OSINERGMIN la calificación dual de sus unidades TG3 y TG4 de turbinas a gas en ciclo abierto de la central Ventanilla (324 MW) y la unidad TG7 de la central Santa Rosa (120 MW), las que fueron obtenidas en julio y octubre, respectivamente, y su remuneración efectiva, a partir del 4 de agosto y del 4 de noviembre, también respectivamente. Los costos asociados a esta remuneración son asumidos por la demanda, recolectados por los generadores y asignados a Edegel por orden del COES.

Esta calificación dual no ha significado inversión adicional para Edegel, ya que estas tres unidades antes de ser convertidas a gas natural (por el proyecto Camisea), ya operaban con diesel, y desde el inicio se contempló su operación con ambos combustibles.

Edegel es la única empresa del sistema que ofrece la operación dual de sus unidades termoeléctricas.

Compra de acciones de Edegel por parte de Endesa Chile

El 9 de octubre de 2009, Endesa Chile adquirió 29,39% de su filial peruana de generación, Edegel. Las acciones fueron adquiridas a precio de mercado a Generalima S.A.C., sociedad que -a su vez- es filial de Endesa Latinoamérica. Con esta operación, Endesa Chile pasó a detentar - directa e indirectamente- 62,46% de las acciones de Edegel.

Chinango S.A.C.

El contrato para el financiamiento de los proyectos Yanango y Chimay, celebrado el 14 de marzo de 2000, entre Edegel y Peruana de Energía S.A.A., contenía una opción a favor de esta última, según la cual, a partir del vencimiento del quinto año, ésta tendría el derecho de solicitar a Edegel que transfiriera la totalidad de los activos, pasivos, concesiones, autorizaciones, permisos y licencias asociados a dichos proyectos a una empresa afiliada de Edegel que se constituiría con la transferencia de tales activos e intangibles y, a la cual, se le asignaría la integridad de los pasivos asociados a tales activos.

En caso que Peruana de Energía S.A.A. ejerciera la opción, ésta recibiría una participación en el capital social de la nueva sociedad que se constituyera equivalente al 20% del capital social y, Edegel, el 80%. El 1 de diciembre de 2005, Peruana de Energía S.A.A. ejerció la opción y -el 24 de marzo de 2008- Edegel constituyó la sociedad Chinango S.A.C.

El 31 de mayo de 2009, entró en vigencia la reorganización simple de Edegel, aprobada por su Junta General de Accionistas del 30 de enero de 2009 y por la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de Chinango del 30 de marzo de 2009. En virtud de esa reorganización, Edegel aportó a Chinango un bloque patrimonial compuesto por todos los activos, pasivos, derechos, concesiones, autorizaciones, permisos y licencias asociados a las centrales hidroeléctricas Yanango y Chimay, y sus sistemas de transmisión asociados.

Inspección de ruta de gases calientes de la unidad TG3 de la CT Ventanilla

En 2009, se efectuó la inspección de ruta de gases calientes de la turbina a gas TG3 de central Ventanilla y se incorporaron mejoras en la máquina, que incluyeron el Bump test del generador Siemens, el recubrimiento de los álabes de las cuatro primeras filas del compresor axial, el cambio de álabes de las tres primeras filas de la turbina y el inicio de la instalación del nuevo sistema de arranque de la unidad.

ESTUDIOS

Durante 2009, se realizaron estudios para identificar emplazamientos adecuados para la instalación de centrales termoeléctricas de ciclo combinado de hasta 400 MW.

Asimismo, en 2009, se completó el estudio de factibilidad del proyecto hidroeléctrico Curibamba, que tendrá una capacidad instalada de 188 MW y se localizará en el departamento de Junín, utilizando aguas de los ríos Comas y Uchubamba, en la cuenca del río Tulumayo.

En el campo de las energías renovables, se ha continuado la labor de creación de una cartera de proyectos eólicos, con lo que se ha alcanzado un total de 1.000 MW en concesiones temporales. Asimismo, se inició la campaña de medición, tendiente a evaluar el potencial de dichas áreas.

Otros Negocios

INGENDESA

Los ingresos de Ingendesa, en 2009, fueron de $27.545 millones, de los cuales 78% tuvieron su origen en servicios prestados a clientes relacionados y 22% de terceros.

ENERGÍA

Ingendesa mantuvo su presencia en los grandes proyectos de inversión asociados a la generación de energía eléctrica en el país.

En este sentido, destacan los servicios entregados a HidroAysén y su Proyecto Hidroeléctrico Aysén, para el cual se continuaron los estudios asociados a las primeras obras de las centrales Baker y Pascua, tanto en lo referido al diseño de las centrales y sistema de transmisión, incluidas las obras de infraestructura. Durante el período, Ingendesa trabajó también en la elaboración de las respuestas al Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y Ampliaciones (ICSARA) N° 1, relativo al EIA del proyecto.

Para Endesa Chile, Ingendesa continuó con los servicios de ingeniería para los proyectos de Neltume y Los Cóndores, los que consideran tanto la dirección del proyecto como la dirección técnica. En esta última, se incluyen la actividades de diseño básico, administración e inspección técnica de obra para los contratos de sondajes y topografía, elaboración de especificaciones técnicas y administración de los campamentos en las zonas en estudio. Para el proyecto Neltume, Ingendesa concluyó el EIA del proyecto.

También para Endesa Chile, pero en el ámbito de los proyectos termoeléctricos, destacan los servicios asociados al proyecto Ampliación central Bocamina Unidad II, los que consideran tanto la dirección del proyecto como la dirección técnica, ingeniería del dueño, administración de la construcción e inspección técnica de obras.

Para el proyecto central Quintero, a fines de 2009, Ingendesa dio por terminado los servicios de dirección técnica, ingeniería del dueño, administración de la construcción e inspección técnica de obras. No obstante, Ingendesa continuará apoyando a Endesa Chile durante la explotación comercial de la central en las actividades relativas a la gestión y seguimiento ambiental de los compromisos señalados en la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto.

Para el proyecto central Punta Alcalde, Endesa Chile contrató a Ingendesa el estudio de factibilidad de la iniciativa, que incluyó, además, el desarrollo y/o supervisión de diversos estudios ejecutados en la zona del proyecto, así como la elaboración del EIA.

En Perú, destacan los servicios proporcionados a Edegel para su proyecto Ampliación central termoeléctrica Santa Rosa, para el que Ingendesa dio por terminado los servicios de dirección técnica, ingeniería del dueño, administración de la construcción e inspección técnica de obras. También para Edegel, Ingendesa concluyó el estudio de factibilidad del proyecto central hidroeléctrica Curibamba, servicio que incluyó, además, la supervisión de los contratos de sondajes y topografía.

En Colombia, para Emgesa y su proyecto central hidroeléctrica El Quimbo, Ingendesa continuó con los servicios de ingeniería del dueño que consideraron la revisión del diseño básico y el apoyo técnico durante el proceso de licitación de los contratos de obras civiles y equipamiento.

En Chile, para Empresa Eléctrica Diego de Almagro S.A. y su proyecto central Emelda, Ingendesa ejecutó el servicio de revisión y rehabilitación de los sistemas de control, instrumentación y eléctrico de baja tensión asociados a dos turbinas GE MS6000B.

En lo que a sistemas de transmisión se refiere, destacan los servicios entregados a Transelec para sus proyectos Subestación Seccionadora Las Palmas (asociada al Parque Eólico Canela), Línea Alta Tensión 220 kV Bocamina-Lagunillas y Línea Alta Tensión 220 kV Charrúa-Lagunillas. Para todos ellos, durante 2009, Ingendesa desarrolló el diseño de detalles.

Para Minera Escondida y su proyecto Escondida Power Transmission, la filial de ingeniería de Endesa Chile concluyó el diseño básico de las líneas y subestaciones asociadas, el que consideró, además, la dirección del proyecto y la elaboración de los estudios económicos.

En el ámbito de energías renovables no convencionales (ERNC), son relevantes los servicios proporcionados a Endesa Eco para su proyecto Parque Eólico Canela II, para el cual Ingendesa dio por terminado los servicios de dirección técnica, ingeniería del dueño, administración de la construcción e inspección técnica de obras. Por otro lado, para el proyecto minicentral Piruquina, Ingendesa desarrolló la revisión del diseño básico, con fines de optimización y la elaboración de especificaciones técnicas asociadas.

INFRAESTRUCTURA

Importante participación ha tenido Ingendesa en el consorcio con ARA Worley-Parsons, en los servicios prestados a Metro S.A. Durante 2009, se concluyó la asistencia técnica durante la etapa de construcción del proyecto Línea 1–Extensión Los Dominícos, que considera las estaciones Manquehue, Hernando de Magallanes y Los Domínicos, incluidos los tramos interestaciones. Para el proyecto Línea 5–Extensión a Maipú, que incluye las estaciones Santiago Bueras y Plaza Maipú, se continuó con el diseño de detalles de las obras civiles y arquitectura, así como la asistencia técnica durante la construcción de las obras subterráneas.

SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN S.A.

En 2009, un total de 1.886.642 vehículos circularon por la concesión del túnel El Melón. De ellos, 68,4% correspondió a vehículos livianos y 31,6%, a vehículos pesados. En el mismo período, el tráfico por el sistema total, esto es, el túnel más la cuesta, fue de 3.308.079 vehículos, lo que implicó que 57% de los automovilistas prefirieron utilizar las instalaciones de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. Por otro lado, el tráfico aumentó en 3,1%, y que el flujo total túnel-cuesta se incrementó en 5,6%, respecto del año anterior. En relación con los ingresos por peajes, en 2009 se recaudó $6.097 millones, cifra 6% mayor que la del ejercicio precedente y que implica un nuevo máximo histórico para la sociedad concesionaria. En efecto, ello -en conjunto con una activa gestión en el manejo de los costos operacionales y de administración-, permitió conseguir un resultado operacional récord de $3.076 millones. Estos resultados, unidos al hecho de que la empresa no mantiene deuda financiera desde 2007 y el efecto del impuesto diferido en la recuperabilidad de las pérdidas tributarias, se tradujo en una utilidad del ejercicio de $4.932 millones, lo que le permite a Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. traspasar a su matriz un flujo de caja de $5.658 millones.

En 2009, también se avanzó en las gestiones tendientes a incorporar a Túnel El Melón al plan de mejoramiento de los estándares de serviciabilidad y seguridad de las concesiones de obras viales, liderado por el Ministerio de Obras Públicas. Se espera que las mejoras propuestas para Túnel El Melón sean implementadas durante 2010.

En la misma línea de mejoras, la sociedad concesionaria tomó la determinación de realizar las acciones necesarias para incorporarse al cumplimiento de los estándares de Seguridad y Salud Ocupacional contenidos en la norma internacional OHSAS 18.001 para el desarrollo de las labores de explotación y mantención de la concesión. Con esto, Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. consiguió el estándar adoptado por la matriz en este mismo ámbito.

Finalmente, en 2009, Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. puso en práctica una nueva y mejor manera de proveer el servicio de emergencia caminera, dispuesto por las bases de licitación correspondiente. El creciente tráfico y nivel de usuarios que se ha dado a través de los años, hicieron recomendable el contrato de una empresa colaboradora especializada en la atención a usuarios, que provee personal idóneo para labores de rescate y atención de quienes sufrieren alguna emergencia.

endesaeco

Inversiones y Actividades Financieras

INVERSIONES

En 2009, Endesa Chile y sus empresas filiales invirtieron un total equivalente a US$1.173 millones, de acuerdo al siguiente detalle:

	Inversión (Millones de dólares) (1)
Argentina	
Endesa Costanera S.A.	35,40
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	0,86
Total Inversión en Argentina	**36,26**
Chile	
Endesa Chile	473,19
Pehuenche S.A.	1,03
Pangue S.A.	1,23
San Isidro S.A.	11,79
Celta S.A.	2,88
Ingendesa	0,45
Endesa Eco Individual	5,72
Canela S.A.	87,09
GasAtacama (50%)	9,65
HidroAysén (51%)	25,11
Enigesa	0,62
Total Inversión en Chile	**618,75**
Colombia	
Emgesa S.A.	39,07
Total Inversión en Colombia	**39,07**
Perú	
Edegel S.A.A.	66,19
Total Inversión en Perú	**66,19**
Total Inversión Material en Empresas	**760,27**
Total Inversión Financiera (2)	**412,44**
Total Inversión Endesa Chile Consolidada	**1.172,71**

(1) Se utilizó el tipo de cambio de cierre de 2009, equivalente a $507,1 por dólar.
(2) Incluye la compra del 29,4% de participación en Edegel, realizada el 9 de octubre de 2009, que alcanzó US$ 375 millones.

ACTIVIDADES FINANCIERAS

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS EJERCICIO 2009

El resultado atribuible al controlador de Endesa Chile, al cierre de diciembre de 2009, fue una utilidad de $627.053 millones, comparado con los $433.177 millones de utilidad registrados en 2008, lo que representó un incremento de 44,8%.

Al 31 de diciembre de 2009, el resultado de explotación fue de $1.016.931 millones, un aumento de 16,3% respecto de los $874.164 millones que se registraron al cierre de 2008. Este mayor resultado tiene como principal eje la disminución en los costos de explotación.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación, alcanzó $1.257.072 millones al cierre de 2009, un aumento de 18,5% respecto de 2008. No se refleja en lo anterior el aporte de la inversión en Endesa Brasil, ya que no se consolida en Endesa Chile.

En Chile, el resultado de explotación, al 31 de diciembre de 2009, alcanzó $640.040 millones, un aumento de 12,7% respecto de 2008. Este crecimiento es explicado -principalmente- por una disminución de 41,3% en los costos de explotación, como consecuencia de favorables condiciones hidrológicas durante 2009, mejorando el mix de producción. Lo anterior, permitió disminuir las compras de energía en 61,2% y el consumo de combustible en 43,0%. Aún cuando las ventas al mercado spot aumentaron 25,6%, lo que permitió aumentar las ventas físicas totales en 3,7%, los precios medios disminuyeron, llevando a una disminución del 14,7% en los ingresos. La producción de 22.239 GWh registrada al cierre de diciembre de 2009, significó un aumento de 4,6% respecto del año anterior. Esto lleva a que el EBITDA del negocio en Chile, o resultado bruto de explotación, alcanzara $780.225 millones acumulado a diciembre de 2009, comparado con los $663.697 millones acumulado a diciembre de 2008.

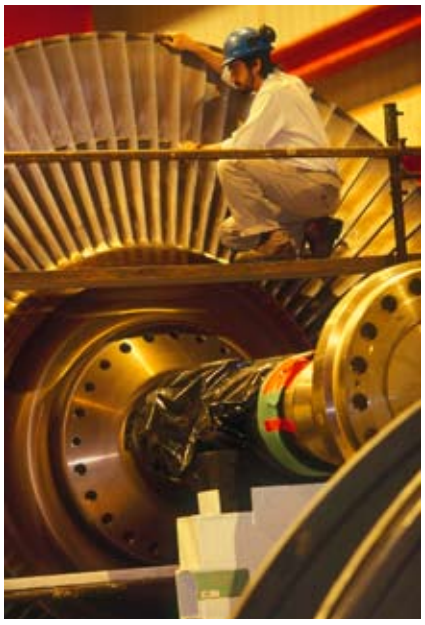
En Argentina, el resultado de explotación, al cierre de diciembre de 2009, alcanzó a $42.951 millones, comparado con $37.284 millones registrados en el año anterior, lo que significa un aumento de 15,2%. El Chocón mostró mejor nivel de embalses, producto del almacenamiento durante comienzos del año, lo que aporta una mejor disponibilidad hidráulica. Con esto, aumentó un 103,4% su resultado de explotación, alcanzando $38.700 millones acumulado al cierre de 2009, producto de mayores ventas físicas de 61,4% en comparación con el año anterior. A su vez, el resultado de explotación de Costanera alcanzó $4.380 millones a diciembre de 2009, disminuyendo en 76,2%, comparado con el cierre de 2008. Las ventas físicas disminuyeron en 3,0%, lo que explica la disminución en los ingresos de explotación del 3,7% al cierre de diciembre de 2009, comparado con el año anterior. Los costos de explotación de ésta aumentaron en 1,1% comparando los dos períodos, explicado -principalmente- por un 39,0% de mayor costo de compra de energía. Con todo lo anterior, el EBITDA combinado de las operaciones en Argentina tuvo un aumento de 13,2% al cierre de 2009, alcanzando $65.593 millones.

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia alcanzó $250.811 millones al cierre de diciembre de 2009, 15,7% mayor al alcanzado en 2008. El mayor resultado se explica -principalmente- por el mayor precio medio, medido en moneda local, debido a la baja hidrología durante el período, como también a un aumento de las ventas físicas del 2,7% comparado con el cierre de 2008. A su vez, esta situación climática resultó en un mix de producción menos eficiente, haciendo aumentar en 43,0% los costos de explotación, donde las compras de energía y el consumo de combustible para la generación térmica aumentaron un 95,1% y 91,5%, respectivamente. El EBITDA, o resultado bruto de explotación en Colombia, aumentó 16,1% al cierre de 2009, alcanzando $287.328 millones.

En Perú, se registró un resultado de explotación de $76.212 millones, lo que representa un aumento de 46,7% respecto de 2008. Lo anterior, es explicado por un mejor mix de producción debido a la mejor hidrología durante 2009, que permitió reducir los costos de explotación en 26,9%, comparado con el cierre de 2009, con 64,8% de menores costos de compra de energía y un 18,4% de menor consumo de combustible para la generación térmica. La disminución en los costos de compras de energía también refleja el reverso de provisión por compras de energía para distribuidoras sin contrato. El EBITDA en Perú alcanzó $114.425 millones, al cierre de 2009, comparado con los $88.179 millones de 2008.

El resultado financiero, al 31 de diciembre de 2009, alcanzó a $170.794 millones negativo, 9,6% menor que al cierre de diciembre de 2008, que alcanzó a $188.895 millones. Las principales variaciones de este resultado se generan por menores gastos financieros por $10.071 millones, principalmente en Chile, producto de menor volumen de deuda media y disminución en la tasa de interés y por $9.275 millones de utilidad en resultado por unidades de reajuste de la deuda denominada en Unidades de Fomento (UF) en Chile, producto de la menor inflación.

Lo anterior fue parcialmente compensado por una pérdida de diferencia de cambio de $17.017 millones, básicamente en Chile, producto de la apreciación del peso respecto del dólar, que afectó a los activos netos mantenidos en dólares y por menor ingreso financiero por $9.007 millones.



Los otros resultados alcanzaron $98.433 millones, a diciembre de 2009, aumentando 19,4% con respecto a diciembre de 2008. Estos reflejan en su mayoría la participación proporcional de los resultados provenientes de la asociada Endesa Brasil S.A., que aumentaron producto de mejores resultados en Endesa Cien, debido al mayor nivel de transmisión de energía y mejores resultados en Endesa Fortaleza, producto de una mayor generación y un aumento en las ventas físicas en el mercado spot. Lo anterior, fue compensado por un menor precio en el mercado spot y menor volumen vendido por Endesa Cachoeira. Por esto, el resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación aumentó 19,9%, al cierre de diciembre de 2009, alcanzando $98.458 millones.

Los impuestos disminuyeron en $37.709 millones, al 31 de diciembre de 2009, comparado con diciembre de 2008.

A diciembre de 2009, los activos totales de la compañía presentan una disminución de $509.553 millones, respecto de diciembre de 2008, explicado por:

Los activos corrientes presentan una disminución de $229.478 millones, producto de disminuciones en efectivo y equivalente al efectivo por $272.780 millones, principalmente, pago de dividendos y deudas y disminución en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por $13.995 millones.

Los activos no corrientes presentan una disminución de $210.075 millones, explicado, principalmente, por disminución en propiedad, plantas y equipos neto por $213.905 millones, básicamente, por el efecto de la conversión de moneda interna de cada país y al efecto del tipo de cambio por aproximadamente $364.000 millones, la depreciación del ejercicio por $192.773 millones, parcialmente compensado por las adiciones del período por aproximadamente $315.590 millones. Por su parte, los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar disminuyeron en $86.696 millones, básicamente, por traspaso del largo plazo de la cuenta por cobrar de la asociada Atacama Finance y disminución en activos por impuestos diferidos y otros activos por $18.151 millones. Esto se vio, parcialmente compensado, por el aumento en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación por $37.394 millones, básicamente, mejores resultados de la asociada Endesa Brasil y diferencia de cambio y aumento en activos intangibles por $71.230 millones, básicamente, al fondo de comercio surgido de la compra del 29,4% de Edegel.

Los pasivos corrientes disminuyen en $374.542 millones, debido a la disminución en préstamos que devengan intereses por $394.762 millones, principalmente, en Endesa Chile por el pago de bonos (put option y yankee), más intereses y el efecto del tipo de cambio por $280.100 millones, por pago de préstamos y bonos en Emgesa por $91.390 millones y en Edegel, por $38.140 millones, parcialmente compensado por traspaso de deuda del largo plazo de GasAtacama por $34.637 millones. Por su parte, las cuentas por pagar a empresas relacionadas se redujeron en $46.842 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por: aumento en acreedores comerciales y otras cuentas por pagar por $26.197 millones, principalmente, mayores proveedores por compra de energía y dividendos por pagar a terceros y aumento en cuentas por pagar por impuestos corrientes por $39.979 millones.

Los pasivos no corrientes disminuyeron en $388.058 millones, que se explica por disminución en préstamos que devengan intereses por $342.563 millones, principalmente, en Endesa Chile por un menor tipo de cambio y menor reajuste de deuda denominada en Unidades de Fomento (U.F.), debido a la menor inflación; por pago de préstamos y disminución del tipo de cambio en Endesa Costanera, Chocón y Edegel; por traspaso al corto plazo de la deuda de GasAtacama, parcialmente compensado por aumentos de préstamos en Emgesa y disminución en pasivos por impuestos diferidos por $51.498 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por aumento en provisiones por $16.870 millones.

El patrimonio neto aumentó en $253.048 millones, respecto de diciembre de 2008. El Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante aumentó en $470.356 millones, que se explica mayormente por el resultado del ejercicio de $627.053 millones, aumento en la reserva de cobertura de ingresos dolarizados por $185.568 millones y en otras reservas por $13.965 millones. Esto fue parcialmente compensado por el efecto sobre la sociedad dominante de las diferencias de conversión sobre las inversiones y plusvalías compradas por $124.473 millones, pago de dividendos por $130.371 millones, de los cuales se encontraban provisionados, al 31 de diciembre de 2008, $86.730 millones y disminución por la provisión del dividendo mínimo por $188.116 millones.

La participación de los minoritarios disminuye en $217.308 millones, producto de los efectos netos de conversión, dividendo mínimo y reverso de cobertura de derivados y por el resultado del minoritario.

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

La perspectiva positiva del perfil financiero y operacional se ha visto reflejada en una mejora en la clasificación por parte de Fitch Ratings y Standard & Poor's en enero y febrero de 2010, respectivamente. La calificación corporativa para la deuda denominada en moneda extranjera por parte de Fitch Ratings y Standard & Poor's aumentó desde BBB a BBB+ con perspectivas estables. Por su parte, la clasificación local de Fitch se incrementó desde AA- a AA.

En diciembre de 2009, la clasificación de riesgo de la deuda externa de Endesa Chile por parte de Moody's, se ratificó en Baa3 con perspectivas estables.

Por su parte, los bonos locales de Endesa Chile están clasificados en AA- con perspectivas estables, por parte de Feller Rate y AA con perspectivas estables, según Fitch. A su vez, Feller Rate y Fitch, clasifican las acciones en 1ª Clase Nivel 1.

SEGUROS

OPERACIONALES

En junio de 2009, Endesa Chile y filiales renovaron los términos de su programa de seguros regional de todo riesgo y responsabilidad civil, mediante la cláusula de extensión automática anual. Por lo anterior, estos contratos quedaron renovados hasta junio de 2010.

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 límite indemnizable de hasta US$300 millones por siniestro, que protege 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$150 millones anuales, que cubre a la empresa por daños físicos que su actividad genere a terceros y frente a los cuales tenga obligación de indemnizar.

Además, a partir del 1 de enero de 2009, 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 a mantener.

SEGUROS DE OBRAS

Endesa Chile ha mantenido vigente seguros de construcción y retraso de puesta en marcha en todas las obras desarrolladas por ella (actualmente Quintero, Canela II y Bocamina II). Dichos seguros fueron contratados luego de un proceso de licitación privada, 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.

FINANCIAMIENTO

Al cierre de 2009, Endesa Chile no tuvo necesidad de buscar financiamiento, debido fundamentalmente a una importante generación de caja, además de la emisión del bono local Serie M por UF 10 millones, realizada en diciembre de 2008. En cuanto a actividades financieras, en febrero de 2009, fue ejercida, parcialmente, la opción put que mantenían los tenedores del Bono Yankee por US$ 220 millones, con vencimiento en 2037. El nivel de ejercicio de la opción put alcanzó los US$ 149,2 millones o 67,8% del total del bono. El remanente vencerá en 2037. Por otra parte, haciendo uso principalmente del disponible de la emisión del mencionado bono, Endesa Chile canceló el vencimiento, en abril de 2009, de un Bono Yankee por US$ 400 millones.

En cuanto a liquidez, en abril de 2009, se firmaron cuatro líneas de efectos de comercio por un total de US$ 200 millones, las que -a la fecha- no han sido utilizadas. En diciembre de 2009, venció una línea de crédito internacional por US$ 200 millones, la cual no se encontraba girada. De la misma manera, en diciembre de 2009, Endesa Chile firmó contratos de créditos comprometidos por un total de US$ 100 millones con bancos locales a 3 años. Este recurso financiero se enmarca en la estrategia del Grupo Endesa de asegurar liquidez a largo plazo y, una vez más, ratifica la excelente relación de confianza y el compromiso que el sector financiero ha depositado en la compañía. Con todo, a diciembre de 2009, Endesa Chile tiene disponible US$ 300 millones en líneas comprometidas disponibles y US$ 200 millones en línea de efectos de comercio.

En julio de 2009, Endesa Chile firmó el Primer Suplemento al Contrato de Bonos Yankee con The Bank of New York Mellon como Trustee, el representante de los tenedores de bonos estadounidenses, después de haber terminado exitosamente un proceso de solicitud de enmiendas al contrato del 1 de enero de 1997. Las enmiendas requerían una aprobación mayor al 50% en cada una de las series de bonos de Endesa Chile, quórum que fue alcanzado con bastante holgura. Las modificaciones al Contrato de Emisión se refieren a la Sección 501 (4), la cláusula de incumplimiento cruzado (cross default / cross acceleration), de manera que dicha cláusula ahora sólo aplica a Endesa Chile y a sus filiales chilenas. También se modificó la definición de Subsidiaria Significativa ("Significant Subsidiary"), usada en las secciones 501 (5) y (6), de modo de limitarla sólo a las Subsidiarias Significativas chilenas. De esta manera, una potencial quiebra o situación de insolvencia de parte de una filial extranjera ya no tendría efectos sobre Endesa Chile en sus Bonos Yankee. En breve, estas enmiendas dejan a Endesa Chile protegida, en los Bonos Yankee, de cualquier incumplimiento contractual de parte de sus filiales internacionales, y es parte de la política de mitigación de riesgos que ha seguido sistemáticamente en los últimos años.

En cuanto a las actividades financieras de las filiales extranjeras de Endesa Chile, en 2009 se realizó una serie de operaciones con el fin de refinanciar créditos de corto plazo y aumentar la vida media de la deuda, que actualmente es de siete años.

En línea con lo anterior, las dos filiales extranjeras con mayor actividad en financiamiento mediante emisiones de bonos locales fueron las filiales Emgesa, en Colombia y Edegel, en Perú.

En 2009, Emgesa acumuló seis emisiones por un total de 665.000 millones de pesos colombianos (aproximadamente US$325 millones), con plazos entre 5 y 15, años y a tasas entre 4,3% y 5,8% equivalente en dólares. Los fondos recaudados por estas colocaciones se utilizaron para refinanciar vencimientos programados.

En 2009, la filial peruana Edegel realizó cuatro emisiones de bonos locales por un total de US$ 34,6 millones, con plazos entre 6 y 10 años, y con tasas entre 5,2% y 6,4% equivalente en dólares.

En cuanto a Argentina, Chocón cerró en diciembre un crédito sindicado por 120 millones de pesos argentinos (equivalente a US$ 32 millones) a 3 años, a una tasa de interés de BPC+5,75%. El objetivo fue refinanciar vencimientos de corto plazo.

Al cierre de diciembre de 2009, la deuda financiera consolidada de Endesa Chile ascendió a US$ 4.172 millones, 5,8% menos que al cierre de 2008.

Dividendos

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 2010 y 2009.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS EJERCICIO 2010

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, a continuación se expone a los señores accionistas la Política de Dividendos del Directorio de la sociedad.

2. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2010, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en diciembre del 2010.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2011, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 60% de las utilidades del ejercicio 2010.

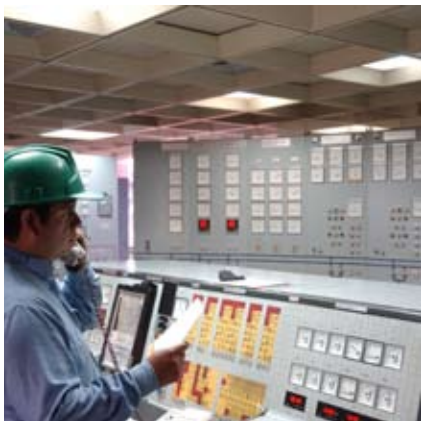
El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2011.

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

3. PROCEDIMIENTO PARA EL PAGO DE DIVIDENDOS DE ENDESA CHILE

Para el pago de dividendos, sean provisorios 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 sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

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

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

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

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

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, 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.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS EJERCICIO 2009 (1)

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, a continuación se expone a los señores accionistas la Política de dividendos del Directorio de la sociedad.

(1) A través de Hecho Esencial ingresado a la SVS el 26 de febrero de 2010, Endesa Chile informó lo siguiente:
"Por intermedio de la presente, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045 y la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, y debidamente facultado al efecto por el Directorio de la Compañía, informo a Ud. el siguiente hecho esencial:
Con esta fecha, el Directorio de la Compañía en sesión ordinaria acordó modificar anticipadamente la Política de Dividendos para el ejercicio 2009 que fue expuesta en la pasada junta ordinaria, celebrada con fecha 15 de abril de 2009. La modificación consiste en rebajar del 60% al 35,11% el porcentaje de las utilidades líquidas a repartir del ejercicio 2009.
De conformidad con lo anteriormente expuesto, el Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, a celebrarse en abril de 2010, repartir un dividendo definitivo de $26,84285 por acción, lo que representa un reparto total ascendente a Ch$220.158.467.928. A éste, habrá que descontar el dividendo provisorio de $9,31235 por acción pagado en diciembre de 2009. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de $17,53050 por acción de la compañía, el cual, de ser aprobado por la junta ordinaria, será pagado en las fechas que ésta determine".

2. POLÍTICA DE DIVIDENDOS

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta de Accionistas distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 60% de la utilidad del ejercicio 2009.

En relación con lo anterior, el Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, de cargo de las utilidades del ejercicio 2009, de hasta un 15% de la utilidad al 30 de septiembre de 2009, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en diciembre del 2009.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2010.

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.

DIVIDENDOS REPARTIDOS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Cierre	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio	Dividendo Anual	% de las Utilidades
39	Definitivo	12-04-2005	18-04-2005	4,13	2004	4,13	50%
40	Definitivo	24-03-2006	30-03-2006	5,82	2005	5,82	50%
41	Provisorio	16-12-2006	22-12-2006	2,57	2006		
42	Definitivo	15-05-2007	22-05-2007	10,84	2006	13,41	60%
43	Provisorio	19-12-2007	26-12-2007	2,1926	2007		
44	Definitivo	23-04-2008	29-04-2008	11,5647	2007	13,7573	60%
45	Provisorio	12-12-2008	18-12-2008	5,3512	2008		
46	Definitivo	06-05-2009	12-05-2009	15,933	2008	21,2842	40%
47	Provisorio	10-12-2009	16-12-2009	9,31235	2009		

UTILIDAD DISTRIBUIBLE DEL EJERCICIO 2009

La utilidad distribuible del ejercicio 2009 se indica a continuación:

	Millones de pesos
Utilidad del Ejercicio atribuible a la sociedad dominante	627.053
Utilidad Distribuible	627.053

Hechos Relevantes Consolidados

ENDESA

- Con fecha 23 de Febrero de 2009, y de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, lo previsto en las Normas de Carácter General N° 30 y N° 210, ambas de esa Superintendencia, se informa en carácter de Hecho Esencial, lo siguiente:

  1. Tal como se informó mediante Hecho Relevante de fecha 11 de octubre de 2007, las sociedades ACCIONA, S.A. Y ENEL ENERGY EUROPE S.r.l, con fecha 26 de marzo de 2007, formalizaron un acuerdo para la gestión compartida de ENDESA, S.A.. Cabe recordar que ENDESA, S.A., a través de su sociedad filial española Endesa Latinoamérica, S.A. (antes denominada Endesa Internacional, S.A.), controla el 60,62% del capital social de Enersis S.A., la que a su vez detenta el 59,98% del capital accionario de Endesa Chile.

  2. Con fecha 20 de febrero de 2009, las sociedades ACCIONA, S.A., Y ENEL S.p.A. anunciaron haber alcanzado un acuerdo mediante el cual ACCIONA, S.A., directa e indirectamente transferirá a ENEL ENERGY EUROPE S.r.L. el 25,01% de la propiedad de ENDESA, S.A.. La transferencia se condiciona a su aprobación por las autoridades de competencia y a las autorizaciones exigidas legalmente, entre otras. De esta forma, ENEL ENERGY EUROPE S.r.l, controlada en un 100% por ENEL S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de ENDESA, S.A. de conformidad al acuerdo indicado en el numeral precedente, ENEL se ha comprometido a pagar a ACCIONA un importe total de Euros 11.107.440.979.

  3. Adicionalmente, ENDESA, S.A. ha acordado transferir a ACCIONA ciertos activos de producción de energía eólica e hidráulica en España y Portugal de su propiedad por un precio de Euros 2.889.522.000.

  4. Conforme a lo anterior, cumplimos con informar que se prevé que la transferencia de las acciones y de los activos indicados respectivamente en los numerales segundo y tercero precedentes pueda extenderse hasta finales del mes de agosto de 2009. El acuerdo logrado entre ENEL S.p.A. y ACCIONA, S.A. , fue notificado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España (CNMV) como hecho relevante con fecha 20 de febrero de 2009 y puede ser consultado en la página web de dicho organismo (www.cnmv.es)

- Con fecha 27 de febrero de 2009, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 63 de la Ley N° 18.046, se informa a esa Superintendencia que el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó citar a Junta

Ordinaria de Accionistas para el día 15 de abril de 2009 a las 10:00 horas, en el centro de convenciones Espacio Riesco, ubicado en Avda. El Salto N° 5000, comuna de Huechuraba, Santiago.

La Junta Ordinaria conocerá y se pronunciará sobre las siguientes materias:

1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros, Informe de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008;

2. Distribución de utilidades y reparto de dividendos;

3. Exposición respecto de la Política de Dividendos de la sociedad e información sobre los procedimientos a ser utilizados en la distribución de los mismos;

4. Política de Inversiones y Financiamiento propuesta por el Directorio;

5. Fijación de la remuneración del Directorio;

6. Fijación de la remuneración del Comité de Directores y del Comité de Auditoría y determinación de sus presupuestos;

7. Informe del Comité de Directores;

8. Designación de Auditores Externos;

9. Elección de dos Inspectores de Cuentas titulares y de dos suplentes y determinación de su remuneración;

10. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta e información sobre las operaciones a que se refiere el artículo 44° de la Ley N° 18.046.

- Con fecha 26 de Marzo de 2009, y de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, lo previsto en las Normas de Carácter General N° 30 y N° 210, ambas de esa Superintendencia, se comunicó en carácter de Hecho Esencial, lo siguiente:

  En sesión ordinaria de Directorio de Endesa Chile celebrada el día de hoy y al inicio de la misma, procedieron a renunciar a sus cargos de directores los señores Pío Cabanillas Alonso y Juan Gallardo Cruces. El señor Juan Gallardo ostentaba el cargo de vicepresidente del Directorio.

  El Directorio acordó nombrar como reemplazantes de los renunciados directores a los señores José María Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín y Andrea Brentan. Asimismo, acordó nombrar como nuevo vicepresidente de la Compañía al señor Andrea Brentan.

  Al término de la sesión procedió a renunciar al Directorio el señor Raimundo Valenzuela Lang. El Directorio acordó no nombrarle reemplazante.

  Como consecuencia de las renuncias presentadas, en la próxima junta ordinaria de accionistas de Endesa Chile a celebrarse el día 15 de abril

de 2009, se debe renovar el Directorio de la Compañía a través de la correspondiente elección de sus miembros, por aplicación de lo dispuesto en el artículo 32 inciso final de la Ley de Sociedades Anónimas.

Habiéndose informado a esa Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 27 de febrero de 2009, la convocatoria a la referida junta ordinaria acompañándose un temario que no contemplaba la elección de Directorio, procede ahora informar que dicha elección se llevará a efecto, para lo cual el orden del día definitivo de la junta ordinaria de accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. a celebrarse el próximo 15 de abril de 2009 a las 10:00 horas, en el Centro de Convenciones Espacio Riesco, ubicado en Avda. El Salto N° 5000, comuna de Huechuraba, Santiago, será el siguiente:

1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros, Informe de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008;

2. Distribución de utilidades y reparto de dividendos;

3. Exposición respecto de la Política de Dividendos de la sociedad e información sobre los procedimientos a ser utilizados en la distribución de los mismos;

4. Política de Inversiones y Financiamiento propuesta por el Directorio;

5. Elección de Directorio;

6. Fijación de la remuneración del Directorio;

7. Fijación de la remuneración del Comité de Directores y del Comité de Auditoría y determinación de sus presupuestos;

8. Informe del Comité de Directores;

9. Designación de Auditores Externos;

10. Elección de dos Inspectores de Cuentas titulares y de dos suplentes y determinación de su remuneración;

11. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta e información sobre las operaciones a que se refiere el artículo 44° de la Ley N° 18.046.

- Con fecha 26 de marzo de 2009, y de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045 y la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, se informó el siguiente hecho esencial:

Con esta fecha, el Directorio de la Compañía en sesión ordinaria acordó modificar anticipadamente la Política de Dividendos para el ejercicio 2008 que fue expuesta en la pasada junta ordinaria, celebrada con fecha 1° de abril de 2008. La modificación consiste en rebajar del 60% al 40% el porcentaje de las utilidades líquidas a repartir del ejercicio 2008.

De conformidad con lo anteriormente expuesto y en concordancia con la modificación anticipada de la Política de Dividendos, se propondrá a la junta ordinaria de accionistas de Endesa Chile, a celebrarse el próximo día 15 de abril, el reparto de un dividendo definitivo ascendente a $ 15,9330 por acción, el cual de ser aprobado por la junta ordinaria será pagado en las fechas que ésta determine.

- Con fecha 30 de marzo de 2009, y de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045 y la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia , se informó el siguiente hecho esencial:

Con fecha 27 de marzo del presente, la Compañía fue notificada del fallo arbitral favorable a ésta, recaído en el arbitraje "Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) con CMPC Celulosa S.A. (CMPC)", dictada por el tribunal arbitral integrado por los señores Luis Morand Valdivieso y Víctor Vial del Río, quienes emitieron el voto de mayoría en la sentencia, y el señor Antonio Bascuñán Valdés, quien emitió un voto de minoría.

El juicio artibral tiene su origen en las divergencias ocurridas durante la vigencia del actual contrato de suministro eléctrico que vincula a las partes, contrato que Endesa Chile suscribió con dicho cliente libre al adjudicarse la licitación convocada por CMPC para el suministro eléctrico para la totalidad de sus plantas Santa Fe, Informa, Laja y Pacífico. Este contrato se suscribió el 31 de mayo de 2003, iniciándose el suministro el 1° de enero de 2004. El contrato expira en diciembre de 2011, pudiendo ser unilateralmente extendido por el cliente libre hasta diciembre de 2013.

Como consecuencia de haber advertido Endesa Chile que a partir fundamentalmente del año 2006 el consumo real del cliente libre aumentó considerablemente a aquel proyectado en sus propias Bases de Licitación, inició un proceso de negociación con el cliente para lograr un acuerdo respecto a dichos mayores consumos. Al no haberse alcanzado acuerdos en dichas negociaciones, Endesa Chile decidió someter estas diferencias al proceso de arbitraje establecido en el contrato.

El fallo arbitral dictaminó lo siguiente en su parte resolutiva:

- Acogió la demanda de Endesa Chile y se determinó que no tiene obligación de suministrar los consumos para la planta de clorato de propiedad de ERCO (Chile) Limitada.

- Acogió la reserva de derechos pedida por Endesa chile para cobrar perjuicios por los consumos de Erco (Chile) Limitada, determinándose que puede cobrar los perjuicios sufridos a partir de la notificación de la demanda.

- Acogió la demanda de Endesa Chile en el sentido que Celulosa no puede requerir energía ilimitadamente para sus Plantas Relevantes, fijándose un límite equivalente a las estimaciones presentadas en las bases de licitación para las mismas más un 50%. Este límite comienza a regir a partir de la notificación de la sentencia.

- Acogió la demanda de Endesa Chile estableciéndose la obligación de Celulosa de operar sus unidades de generación propia a plena capacidad.

Con respecto a las consecuencias económicas del fallo arbitral para Endesa Chile desde la fecha de interposición de la demanda hasta ahora, la Compañía procederá oportunamente a iniciar las gestiones para cobrar los perjuicios causados por la vía voluntaria o en sede judicial.

- Con fecha 08 de Abril de 2009, y en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 9 y 10 de la Ley de Mercado de Valores y de la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, se informa el siguiente hecho esencial:

  En el día de hoy, Empresa Nacional de Electricidad S.A. procedió a suscribir un contrato de compra de energía eléctrica por 500 GWh/año con su filial Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., en calidad de suministradora.

  El contrato tiene una vigencia de 15 años a contar del 1° de enero de 2010. El precio del contrato por el período comprendido entre enero de 2010 a diciembre de 2011 estará asociado al costo marginal de la energía en el Sistema Interconectado Central. A partir del 1° de enero de 2012 y hasta el 31 de diciembre de 2024, el precio del contrato corresponderá a un valor que fluctuará entre 96,8 US$/MWh y 103,7 US$/MWh, según el nudo en que se entrega el suministro, y estará indexado a la variación del índice CPI Norteamericano.

  La suscripción del presente contrato de compra de energía que se informa es corolario de la participación por parte de Empresa Nacional de Electricidad S.A. con su propia energía y la de sus filiales generadoras, en el reciente proceso de licitación de empresa distribuidoras en el Sistema Interconectado Central.

  El contrato informado fue analizado y aprobado respecto de sus condiciones de mercado por el Directorio de la compañía y su Comité de Directores por tratarse de una operación entre empresas relacionadas.

- Con fecha 15 de abril de 2009, se celebró Junta Ordinaria de Accionistas la cual tuvo por objeto conocer y pronunciarse sobre las siguientes materias:

  1. Aprobación de la Memoria, Balance, Estados Financieros, Informe de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2008;

  2. Distribución de utilidades y reparto de dividendos;

  3. Exposición respecto de la política de dividendos de la sociedad e información sobre los procedimientos a ser utilizados en la distribución de los mismos;

  4. Política de Inversiones y Financiamiento propuesta por el Directorio;

  5. Elección de Directorio;

  6. Fijación de la remuneración del Directorio;

  7. Fijación de la remuneración del Comité de Directores y del Comité de Auditoría y determinación de sus presupuestos;

8. Informe del Comité de Directores;

9. Designación de Auditores Externos;

10. Elección de los Inspectores de Cuentas titulares y de los suplentes y determinación de su remuneración;

11. Otras materias de interés social y de competencia de la Junta e información sobre las operaciones a que se refiere el Artículo N° 44 de la Ley N° 18.046.

De acuerdo a lo indicado en el punto 5 de la Junta Ordinaria de Accionistas, se eligió el nuevo Directorio de la Sociedad, el cual quedó conformado con las siguientes personas:

- Mario Valcarce Durán
- Francesco Buresti
- José María Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín
- Borja Prado Eulate
- Fernando D'Ornellas Silva
- Andrea Brentan
- Gerardo Jofré Miranda
- Jaime Estévez Valencia
- Leonidas Vial Echeverría

En sesión Extraordinaria de Directorio, celebrada con esta misma fecha, el Directorio acordó designar como presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Mario Valcarce Durán y como vicepresidente al señor Andrea Brentan.

En la misma sesión, se procedió a la constitución del Comité de Directores y Comité de Auditoría, designándose como integrantes del Comité de Directores a los señores Jaime Estévez Valencia, Gerardo Jofré Miranda y Mario Valcarce Durán y como integrantes del Comité de Auditoría a los señores Jaime Estévez Valencia, Fernando D'Ornellas Silva y Borja Prado Eulate.

- Con fecha 16 de abril de 2009, de acuerdo a lo dispuesto en la Circular N° 660, se informa que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 15 de abril de 2009, se aprobó el reparto del saldo del Dividendo Definitivo de $ 15,9330 por acción, a pagar en dinero efectivo y con cargo a las utilidades del ejercicio 2008, a partir del día 12 de mayo de 2009, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas, el 5° día hábil anterior a dicha fecha.

- Con fecha 25 de Junio de 2009, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, lo previsto en las Normas de Carácter General N° 30 y N° 210, ambas de esa Superintendencia, se informó en carácter de Hecho Esencial, lo siguiente:

1. Tal como se informó mediante Hecho Relevante de fecha 11 de octubre de 2007, las sociedades ACCIONA, S.A., y ENEL ENERGY EUROPE S.r.L, con fecha 26 de Marzo de 2007, formalizaron un acuerdo para la gestión compartida de ENDESA S.A. Cabe recordar que ENDESA, S.A., a través de su sociedad filial española Endesa Latinoamérica, S.A. (antes denominada Endesa Internacional, S.A.)

controla el 60,62% del capital social de Enersis S.A., la que a su vez detenta el 59,98% del capital accionario de Endesa Chile.

2. Tal como se informó mediante Hecho Esencial de fecha 23 de febrero de 2009, el 20 de febrero de 2009, las sociedades ACCIONA, S.A., y ENEL S.p.A. anunciaron haber alcanzado un acuerdo mediante el cual ACCIONA, S.A. directa e indirectamente transferirá e ENEL ENERGY EUROPE S.r.L el 25,01% de la propiedad de ENDESA, S.A.. La transferencia se condicionó a su aprobación por las autoridades de competencia y a las autorizaciones exigidas legalmente, entre otras. De esta forma, ENEL ENERGY EUROPE S.r.L., controlada en un 100% por ENEL S.p.A., sería titular del 92,06% del capital social de ENDESA, S.A. De conformidad al acuerdo indicado en el numeral precedente, ENEL se ha comprometido a pagar a ACCIONA un importe total de Euros 11.107.440.979.

3. Adicionalmente, ENDESA , S.A. acordó transferir a ACCIONA ciertos activos de producción de energía eólica e hidráulica en España y Portugal de su propiedad por un precio de Euros 2.634.000.000, una vez realizados los oportunos ajustes y acordada la exclusión de ciertos activos.

4. Conforme a lo anterior, cumplimos con informar que con fecha 25 de Junio de 2009 se ha realizado la transferencia de las acciones y de los activos indicados respectivamente en los numerales segundo y tercero precedentes y en consecuencia ENEL S.p.A., es el controlador final de Endesa Chile como consecuencia de ostentar el 92,06% del capital social de ENDESA, S.A.. La transferencia accionaria antes mencionada fue notificada a la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España (CNMV) como hecho relevante con fecha 25 de Junio de 2009, texto que puede ser consultado en la página Web de dicho organismo (www.cnmv.es).

- Con fecha 24 de Julio de 2009, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, lo previsto en las Normas de Carácter General N° 30 y N° 210, ambas de esa Superintendencia, se comunicó en carácter de Hechos Esencial, lo siguiente:

  Tal como se informó en su oportunidad mediante diversos Hechos Esenciales y comunicaciones a dicha Superintendencia, en enero de 1997 Endesa Chile suscribió un contrato para la emisión de bonos en el mercado público de los Estados Unidos de América, bajo el cual se emitieron varias series de bonos entre los años 1997 y 2003 (“Bonos Yankee”).

  El pasado 8 de Julio de 2009 Endesa Chile inició un proceso de solicitud de modificaciones al Contrato de Emisión de 01 de Enero de 1997 que regula dichos Bonos Yankee, los cuales actualmente presentan un saldo total de capital de US$ 917 millones. Las modificaciones al respectivo Contrato de Emisión se refieren a la Sección 501 (4), cláusula de incumplimiento cruzado, de manera que dicha cláusula sólo aplique a Endesa Chile y a sus filiales chilenas, modificándose asimismo la definición de Subsidiaria Significativa (“Significant Subsidiary”) de modo de limitarla a las Subsidiarias Significativas chilenas. La definición de Subsidiaria Significativa es usada en las secciones 501 (5) y (6), referidas a procesos de quiebra e insolvencia.

Con fecha 24 de Julio de 2009 se recibieron autorizaciones de las mayorías requeridas de los tenedores de Bonos Yankee correspondientes a cada una de las series vigentes y se suscribieron las modificaciones al Contrato de Emisión antes mencionado.

- Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Perú, Endesa Chile adquirió 674.279.043 acciones de su filial peruana de generación eléctrica Edegel S.A.A. representativas del 29,3974% de su capital social a un valor de 1,61 nuevos soles por acción, lo que da un precio total de adquisición de las acciones de US$ 375.000.000. Las acciones fueron adquiridas a la sociedad peruana Generalima S.A.C., filial de Endesa Latinoamérica S.A., sociedad relacionada con Endesa Chile.

  Endesa Chile es accionista controladora de la filial peruana Generandes S.A. en donde posee un 61,00 % de su capital accionario. Generandes S.A. posee a su vez el 54,20% del capital accionario de Edegel S.A.A.. En virtud de la transacción que se comunica, Endesa Chile pasa a tener de forma directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel S.A.A., generadora eléctrica que tiene una participación del 28% del mercado de generación eléctrica en el Perú.

- Con fecha 28 de octubre de 2009 de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley de Mercado de Valores y disposiciones administrativas aplicables de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunicó como un hecho esencial que en la sesión ordinaria del Directorio de Endesa Chile, celebrado el día de hoy, procedió a renunciar como director y presidente del Directorio y de la sociedad el señor Mario Valcarce Durán.

  El Directorio no procedió a designar reemplazante en el Directorio ante la renuncia presentada.

- Con fecha 30 de octubre de 2009, de acuerdo a lo dispuesto en la Circular N° 660 de esa Superintendencia, se informó que el Directorio de la compañía, en su sesión celebrada el día 28 de octubre de 2009, aprobó el pago de un dividendo provisorio de $ 9,31235 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 16 de diciembre de 2009, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas, el quinto día hábil anterior a dicha fecha.

- Con fecha 6 de noviembre de 2009, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley de Mercado de Valores y disposiciones administrativas aplicable de la Superintendencia de Valores y Seguros se comunicó el siguiente hecho esencial:

  Por carta de esta fecha dirigida al señor Paolo Bondi, vicepresidente del Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. presentó su renuncia al cargo de gerente general de la compañía el señor Rafael Mateo Alcalá, renuncia que se hará efectiva a contar de la fecha de celebración del próximo Directorio ordinario de la compañía.

- Con fecha 20 de noviembre de 2009, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley de Mercado de Valores y normativa

administrativa de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunicó el siguiente hecho esencial:

En sesión ordinaria del Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. celebrado el día de hoy, el Directorio de la Compañía procedió a designar al señor Joaquín Galindo Vélez como nuevo gerente general de Endesa Chile a partir de esta fecha en reemplazo del señor Rafael Mateo Alcalá, cuya dimisión al cargo se había comunicado como un hecho esencial el pasado 6 de noviembre.

- Con fecha 17 de diciembre de 2009, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley de Mercado de Valores y normativa administrativa de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunicó el siguiente hecho esencial:

  En sesión ordinaria del directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. celebrado el día de hoy, el Directorio de la Compañía procedió a designar al señor Jorge Rosenblut como nuevo director y presidente de Endesa Chile a partir de esta fecha en reemplazo del señor Mario Valcarce Durán, cuya dimisión al cargo se había comunicado como un hecho esencial el pasado 28 de octubre.

- Con fecha 18 de diciembre de 2009, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley 18.045 y normativa administrativa de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunicó el siguiente hecho esencial:

  El Directorio de la compañía en sesión celebrada con fecha 17 de diciembre de 2009, ha procedido a adoptar la siguiente política transitoria sobre operaciones habituales que corresponden al giro ordinario, la cual regirá desde el 1° de enero de 2010 hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas, 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:

POLITICA TRANSITORIA DE HABITUALIDAD:

1. Se consideran habituales aquellas operaciones financieras entre empresas que pertenezcan al mismo Grupo Empresarial y que bajo la denominación de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros estructurados, se celebren para la optimización del manejo de caja de las sociedades.

2. Se consideran habituales las operaciones entre partes relacionadas que se relacionan con 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 y permanente con empresas bancarias o filiales de éstas, tales como inversiones financieras de renta fija, compra y venta de divisas, derivados financieros, pactos de retrocompra, depósitos a plazo, líneas de sobregiro, créditos con pagaré, cartas de créditos, boletas de garantía, stand by letter of credit, etc. y que se cataloguen como operaciones entre partes

relacionadas, cuando las mismas puedan ser objeto de confrontación de precios de mercado de forma auditable.

PEHUENCHE

- Con fecha 30 de enero de 2009, y de conformidad con lo dispuesto en la Circular N° 660 de esa Superintendencia de Valores y Seguros se informó el siguiente hecho en carácter de relevante:

  Que el Directorio de la Compañía, en su Sesión celebrada el día 28 de enero de 2009 acordó, conforme con la actual Política de Dividendos de la Compañía, proponer a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la sociedad, a celebrarse dentro del primer cuatrimestre del presente año, el pago del saldo del dividendo definitivo, por un monto de $ 131,364049 por acción. Con esta proposición se estaría distribuyendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008, con lo cual se da pleno cumplimiento a la Política de Dividendos informada por el Directorio a la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 31 de marzo de 2008.

  Asimismo, se acordó proponer a la referida Junta Ordinaria de Accionistas que el saldo del referido dividendo definitivo sea pagado en los plazos establecidos en la normativa legal y reglamentaria vigente, a los accionistas inscritos en el Registro respectivo el quinto día hábil anterior a la fecha que acuerde la Junta Ordinaria de Accionistas para su pago.

- Con fecha 23 de febrero de 2009, y de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, lo previsto en las Normas de Carácter General N° 30 y N° 210, ambas de esa Superintendencia, se comunicó en carácter de Hecho Esencial, lo siguiente:

  1. Tal como se informó mediante Hecho Relevante de fecha 11 de octubre de 2007, las sociedades ACCIONA, S.A., y ENER ENERGY EUROPE S.r.l., con fecha 26 de marzo de 2007, formalizaron un acuerdo para la gestión compartida de ENDESA, S.A. Cabe recordar que ENDESA,S.A., a través de su sociedad filial española Endesa Latinoamérica, S.A. (antes denominada Endesa Internacional, S.A.), controla el 60,62% del capital social de Enersis S.A., la que a su vez detenta el 59,98 % del capital accionario de Endesa Chile, sociedad matriz de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. con un 92,65% del capital accionario de ésta.

  2. Con fecha 20 de febrero de 2009, las sociedades ACCIONA, S.A., y ENEL S.p.A. anunciaron haber alcanzado un acuerdo mediante el cual ACCIONA, S.A. directa e indirectamente trasferirá a ENEL ENERGY EUROPE S.r.L. el 25,01% de la propiedad de ENDESA, S.A.. La transferencia se condiciona a su aprobación por las autoridades de competencia y a las autorizaciones exigidas legalmente, entre otras. De esta forma, ENEL ENERGY EUROPE S.r.L, controlada en un 100% por ENEL S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de ENDESA, S.A. De conformidad al acuerdo indicado en el numeral precedente, ENEL se ha comprometido a pagar a ACCIONA un importe total de Euros 11.107.440.979.

3. Adicionalmente, ENDESA, S.A. ha acordado transferir a ACCIONA ciertos activos de producción de energía eólica e hidráulica en España y Portugal de su propiedad por un precio de Euros 2.889.522.000.

4. Conforme a lo anterior, cumplimos con informar que se prevé que la transferencia de las acciones y de los activos indicados respectivamente en los numerales segundo y tercero precedentes pueda extenderse hasta finales del mes de agosto de 2009. El acuerdo logrado entre ENEL S.p.A. y ACCIONA, S.A., fue notificado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España (CNMV) como hecho relevante con fecha 20 de febrero de 2009 y puede ser consultado en la página web de dicho organismo (www.cnmv.es).

- Con fecha 16 de Abril de 2009, de acuerdo a lo dispuesto en la Circular N° 660, se informa que en Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 14 de Abril de 2009, se aprobó el reparto del saldo del Dividendo Definitivo de $ 131,364049 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio 2008, a partir del día 24 de Abril de 2009, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas, el 5° días hábil anterior a dicha fecha.

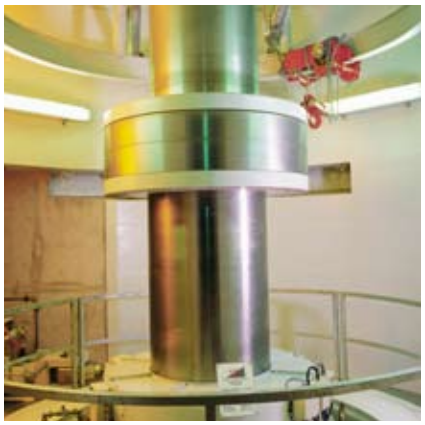
- Con fecha 26 de Junio de 2009, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, lo previsto en la Normas de Carácter General N° 30 y N° 210, ambas de esa Superintendencia, en carácter de Hecho esencial, lo siguiente:

1. Tal como se informó mediante Hecho relevante de fecha 11 de Octubre de 2007, las sociedades ACCIONA, S.A. Y ENEL ENERGY EUROPE S.r.L, con fecha 26 de Marzo de 2007, formalizaron un acuerdo para la gestión compartida de ENDESA, S.A.. Cabe recordar que ENDESA, S.A., a través de su sociedad fialial española Endesa Latinoamérica, S.A. (antes denominada Endesa Internacional, S.A.) controla el 60,62% del capital social de Enersis S.A., la que a su vez detenta el 59,98 del capital accionario de nuestra matriz Endesa Chile.

2. Tal como se informó mediante Hecho Esencial de fecha 23 de Febrero de 2009, el 20 de Febrero de 2009, las sociedades ACCIONA, S.A., Y ENEL S.p.A. anunciaron haber alcanzado un acuerdo mediante el cual ACCIONA, S.A. directa e indirectamente transferirá a ENEL ENERGY EUROPE S.r.L el 25,01% de la propiedad de ENDESA,S.A. La transferencia se condicionó a su aprobación por las autoridades de competencia y a las autorizaciones exigidas legalmente, entre otras. De esta forma, ENEL ENERGY EUROPE S.r. L., controlada en un 100% por ENEL S.p.A, sería titular del 92,06% del capital social de ENDESA, S.A. De conformidad al acuerdo indicado en el numeral precedente, ENEL se ha comprometido a pagar a ACCIONA un importe total de Euros 11.107.440.979.

3. Adicionalmente, ENDESA,S.A. acordó transferir a ACCIONA ciertos activos de producción de energía eólica e hidráulica en España y Portugal de su propiedad por un precio de Euros 2.634.000.000, una vez realizados los oportunos ajustes y acordada la exclusión de ciertos activos.

4. Conforme a lo anterior, cumplimos con informar que con fecha 25 de Junio de 2009 se ha realizado la transferencia de las acciones y de los



activos indicados respectivamente en los numerales segundo y tercero precedentes y en consecuencia, ENEL S.p.A., es el controlador final de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. como consecuencia de ostentar el 92,06% del capital social de ENDESA, S.A.. La transferencia accionarial antes mencionada fue notificada a la Comisión Nacional de Mercado de Valores de España (CNMV) como hecho relevante con fecha 25 de junio de 2009, texto que puede ser consultado en la página web de dicho organismo (www.cnmv.es).

- Con fecha 26 de Junio de 2009, de acuerdo a lo dispuesto en la Circular N° 660 de esa Superintendecia, se informó que en el Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 25 de Junio de 2009, aprobó el reparto de un Primer Dividendo Provisorio correspondiente al ejercicio 2009, por un monto de $ 14,58 por acción. Dicho dividendo provisorio se pagará a partir del día 22 de Julio de 2009, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas con cinco días hábiles de anticipación a la fecha antes mencionada.

  La publicación del aviso correspondiente se efectuará el día 11 de Julio próximo en el diario El Mercurio de Santiago.

- Con fecha 25 de Septiembre de 2009, de acuerdo a dispuesto en la Circular N° 660 de esa Superintendencia, se informó que el Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 24 de Septiembre de 2009, aprobó el reparto de un Segundo Dividendo Provisorio correspondiente al ejercicio 2009, por un monto de $42,28 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 21 de Octubre de 2009 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

  La publicación del aviso correspondiente se efectuar el día 12 de Octubre próximo en el diario El Mercurio de Santiago.

- Con fecha 17 de diciembre de 2009, de acuerdo a lo dispuesto en la Circular N° 660 de esa Superintendencia, se informó que el Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada en el día de hoy, aprobó el reparto de un Tercer Dividendo Provisorio correspondiente al ejercicio 2009, por un monto de $ 109,76 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 20 de enero de 2010 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

  La publicación del aviso correspondiente se efectuará el día 11 de enero próximo en el diario El Mercurio de Santiago.

Información sobre Filiales, Sociedades de Control Conjunto y Asociadas

ENDESA ARGENTINA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene como 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.

CAPITAL PAGADO
$81.188.759 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José Miguel Granged Bruñen
  PRESIDENTE
- Néstor José Belgrano
  VICEPRESIDENTE
- Francisco Martín Gutiérrez

DIRECTORES SUPLENTES
- Hugo Pedro Lafalce
- María Inés Corrá
- Marcelo Alejandro Den Toom

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA COSTANERA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL
El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

CAPITAL PAGADO
$27.031.045 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José María Hidalgo Martín-Mateos
  PRESIDENTE
- Máximo Luis Bomchil
  VICEPRESIDENTE
- Julio Valbuena Sánchez
  GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ENDESA CHILE
- César Fernando Amuchástegui
- Eduardo Javier Romero
- Simón Dasensich
- Carlos Martín Vergara
  FISCAL ENDESA CHILE
- Fernando Claudio Antognazza

DIRECTORES SUPLENTES
- Roberto José Fagan
- Damián Camacho
- Francisco Domingo Monteleone
- Miguel Ortíz Fuentes
- Bernardo Iriberri
- Alfredo Mauricio Vítolo
- Vacante
- Vacante

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- José Miguel Granged Bruñen
  GERENTE GENERAL
- Fernando Carlos Luis Boggini
  GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
- Rodolfo Silvio Bettinsoli
  GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
- Jorge Burlando Bonino
  GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
- Sergio Schmois
  GERENTE COMERCIAL
- Francisco Domingo Monteleone
  GERENTE DE PRODUCCIÓN

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa tiene un crédito por 7 millones de dólares con Endesa Chile.

HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL
El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

CAPITAL PAGADO
$47.114.465 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Vacante
  PRESIDENTE
- José Miguel Granged Bruñen
  VICEPRESIDENTE
- Julio Valbuena Sánchez
  GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ENDESA CHILE
- Miguel Ortíz Fuentes
- Carlos Martín Vergara
  FISCAL ENDESA CHILE
- Alex Daniel Horacio Valdéz
- Orlando Díaz
- Vacante
- Vacante

DIRECTORES SUPLENTES
- Fernando Claudio Antognazza
- Francisco Domingo Monteleone
- Juan Carlos Blanco
- Héctor Osvaldo Mendiberri
- Juan Carlos Nayar
- Gustavo Brockerhof
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- Vacante
- Vacante

GERENTE GENERAL
Fernando Claudio Antognazza

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 siguientes áreas: supervisión y asesoría técnica, operaciones, comercial, administrativa, gestión, administración de personal, abastecimiento, medio ambiente y auditoría interna.

HIDROINVEST S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene como objeto adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica El Chocón S.A.

CAPITAL PAGADO
$33.021.025 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Vacante
  PRESIDENTE
- José Miguel Granged Bruñen
  VICEPRESIDENTE
- Miguel Ortíz Fuentes
- Fernando Claudio Antognazza
- Julio Valbuena Sánchez
  GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ENDESA CHILE
- Francisco Domingo Monteleone
- Roberto José Fagan
- Carlos Martín Vergara
  FISCAL ENDESA CHILE

DIRECTORES SUPLENTES
- Daniel Garrido
- Jorge Burlando Bonino
- Juan Carlos Blanco
- Rodolfo Bettinsoli
- Fernando Boggini
- Rodrigo Quesada
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- Vacante

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL
Dedicarse en forma habitual, por cuenta propia y de terceros o asociada a terceros, a la 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.

CAPITAL PAGADO
$3.135.978 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José Miguel Granged Bruñen
  PRESIDENTE
- Roberto José Fagan
  VICEPRESIDENTE
- Fernando Claudio Antognazza

DIRECTOR SUPLENTE
- Juan Carlos Blanco

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INGENDESA DO BRASIL LTDA.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, constituida en Brasil, con sede en la ciudad de Río de Janeiro.
Domicilio: -Rua Álvaro Alvim, 21, pavimento 3, Centro, Río de Janeiro, Brasil.

OBJETO SOCIAL
El 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.

CAPITAL PAGADO
$133.845 miles.

APODERADO
Sergio Ribeiro Campos

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CENTRAL EÓLICA CANELA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 76.003.204-3
Domicilio: Santa Rosa 76, piso 12, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
El objeto de esta sociedad es promover y desarrollar proyectos de energía renovables, principalmente de energía eólica, identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Asimismo, la sociedad tendrá por objeto la generación, transporte, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

CAPITAL PAGADO
$12.284.743 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Juan Benabarre Benaiges
  PRESIDENTE
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Claudio Iglesis Guillard
  VICEPRESIDENTE
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Rodrigo Alcaíno Mardones
  GERENTE GENERAL INGENDESA
- Sebastián Fernández Cox
  GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA ENDESA CHILE
- Cristóbal García-Huidobro Ramírez

DIRECTORES SUPLENTES
- Aníbal Bascuñán Bascuñán
- Alan Fisher Hill
- Julio Montero Montegu
- Claudio Betti Pruzo
- Juan Cristóbal Pavéz Recart

GERENTE GENERAL
Wilfredo Jara Tirapegui

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
Con fecha 1 de noviembre de 2007 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 CDEC-SIC.

COMPAÑÍA ELÉCTRICA SAN ISIDRO S.A. (SAN ISIDRO S.A.)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.783.220-0.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La compañía tiene por objeto social la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica.

CAPITAL PAGADO
$39.005.904 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Alejandro García Chacón
  PRESIDENTE
- Alan Fisher Hill
  VICEPRESIDENTE
- Pedro Gatica Kerr
- Claudio Iglesis Guillard
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Ricardo Santibáñez Zamorano

DIRECTORES SUPLENTES
- Osvaldo Muñoz Díaz
- Carlo Carvallo Artigas
- Claudio Betti Pruzo
- Rodrigo Naranjo Martorell
- Enrique Lozán Jiménez

GERENTE GENERAL
Claudio Iglesis Guillard

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES
San Isidro S.A. 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. Con Transmisora Eléctrica de Quillota S.A. tiene contratos por el uso de los sistemas de transmisión, que le permite transmitir energía al Sistema Interconectado Central y con Electrogas S.A. tiene un contrato para el transporte del gas natural.

COMPAÑÍA ELÉCTRICA TARAPACÁ S.A. (CELTA S.A.)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.770.940-9.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

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

CAPITAL PAGADO
$103.099.643 miles.

DIRECTORES
- Alejandro García Chacón
  PRESIDENTE
- Alan Fischer Hill
- Lionel Roa Burgos

GERENTE GENERAL
Eduardo Soto Trincado

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES
Celta tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

EMPRESA DE INGENIERÍA INGENDESA S.A. (INGENDESA)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.588.800-4.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
El objeto de la sociedad es la prestación de servicios de ingeniería, inspección de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de peritajes, de gestión de empresas en sus diversos campos, de asesoría ambiental, incluyendo la realización de estudios de impacto ambiental, y, en general, de servicios de consultaría en todas sus especialidades, tanto en el país como en el extranjero.

CAPITAL PAGADO
$2.600.176 miles.

DIRECTORES
- Juan Benabarre Benaiges
  PRESIDENTE
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Rafael De Cea Chicano
- Aníbal Bascuñán Bascuñán

GERENTE GENERAL
Rodrigo Alcaíno Mardones

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES
Ingendesa presta servicios a Endesa Chile, filiales y empresas relacionadas, comprendiendo diversas consultorías y desarrollos de ingeniería para las obras que dichas empresas están realizando o proyectando realizar.

EMPRESA ELÉCTRICA PANGUE S.A. (PANGUE S.A.)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.589.170-6.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
El objeto social de la empresa es explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica de la central hidroeléctrica Pangue, en la hoya del río Bío Bío.

CAPITAL PAGADO
$91.041.497 miles.

DIRECTORES
- Claudio Iglesis Guillard
  PRESIDENTE
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Alan Fischer Hill
  VICEPRESIDENTE
- Alejandro García Chacón

GERENTE GENERAL
Lionel Roa Burgos

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
Pangue S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de su central y de administración comercial y financiera como también un contrato de compraventa de energía y potencia. Asimismo, Pangue S.A. tiene un crédito con Endesa Chile por UF 4 millones (aproximadamente 95 millones de dólares).

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A. (PEHUENCHE S.A.)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Abierta, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.504.980-0.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

CAPITAL PAGADO
$200.319.020 miles.

DIRECTORES
- Claudio Iglesis Guillard
  PRESIDENTE
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Alan Fischer Hill
  VICEPRESIDENTE
- Daniel Bortnik Ventura
- Alejandro García Chacón
- Pedro Gatica Kerr
- Enrique Lozán Jiménez
- Osvaldo Muñoz Díaz

GERENTE GENERAL
Lucio Castro Márquez

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES

Pehuenche S.A. 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 suscrito con Endesa Chile contratos de compraventa de energía y potencia.
Asimismo, Pehuenche S.A. mantiene vigente con Endesa Chile, en calidad de deudora, un crédito por 25 millones de dólares.

ENDESA ECO S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 76.313.310-9
Domicilio: Santa Rosa 76 piso 12, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
El objeto de esta sociedad es promover y desarrollar proyectos de energía renovables, tales como minihidro, eólica, geotérmica, solar, biomasa y otras; 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.

CAPITAL PAGADO
$681.845 miles.

DIRECTORES
- Juan Benabarre Benaiges
  PRESIDENTE
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Renato Fernández Baeza
  GERENTE DE COMUNICACIÓN ENDESA CHILE
- Vacante

GERENTE GENERAL
Wilfredo Jara Tirapegui

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.

ENDESA INVERSIONES GENERALES S.A. (ENIGESA)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.526.450-7.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La empresa tiene por objeto 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; participar en toda clase de inversiones y en especial, las relacionadas con el negocio eléctrico; participar en toda clase de sociedades y llevar a cabo todas las operaciones, actos y contratos que se relacionen con el cumplimiento de los objetivos mencionados.

CAPITAL PAGADO
$3.055.838 miles.

DIRECTORES
- Vacante
  PRESIDENTE
- Eduardo Escaffi Johnson
  GERENTE DE FINANZAS
- Pietro Corsi Misle
  GERENTE DE RECURSOS HUMANOS

GERENTE GENERAL
- Pietro Corsi Misle

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
Enigesa, en su calidad de propietaria de algunos de los inmuebles ocupados por Endesa Chile y filiales en la Región Metropolitana y administradora del Edificio Central, entrega a éstas los servicios de arriendo de oficinas, estacionamientos y bodegas e instalaciones deportivas.

INVERSIONES ENDESA NORTE S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.887.060-2.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto efectuar inversiones en proyectos energéticos en el Norte de Chile, vinculados a las sociedades del Proyecto Gas Atacama.

CAPITAL PAGADO
$92.571.642 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Vacante
  PRESIDENTE
- Daniel Bortnik Ventura
- Vacante

DIRECTORES SUPLENTES
- Claudio Iglesis Guillard
  GERENTE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Raúl Arteaga Errázuriz

GERENTE GENERAL
Juan Benabarre Benaiges

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La compañía no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.671.360-7.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
Ejecución, construcción y explotación de la obra pública denominada Túnel El Melón y la prestación de los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas.

CAPITAL PAGADO
$46.709.460 miles.

DIRECTORES
- Vacante
  PRESIDENTE
- Jorge Alé Yarad
- Renato Fernández Baeza
  GERENTE DE COMUNICACIÓN ENDESA CHILE

GERENTE GENERAL
Maximiliano Ruiz Ortíz

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
Se encuentra vigente un contrato de prestación de servicios de Endesa Chile en materias tales como: contabilidad, tesorería, administración, informática, mesa de dinero, seguros, personal, capacitación, bienestar, prevención de riesgos, contraloría y contratos, entre otros.

EMGESA S.A. E.S.P. (EMGESA)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, empresa de servicios públicos con domicilio en la ciudad de Bogotá D.C., Colombia.
Domicilio: Carrera 11 Nº 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.

CAPITAL PAGADO
$259.460.190 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José A. Vargas Lleras
  PRESIDENTE
- Sebastián Fernández Cox
- Lucio Rubio Díaz
- Luisa Fernanda Lafourie
- Mónica De Greiff
- Juan Ricardo Ortega
- José Iván Velásquez

DIRECTORES SUPLENTES
- José Venegas Maluenda
- Fernando Gutiérrez Medina
- Gustavo Gómez Cerón
- Andrés López Valderrama
- Henry Navarro Sánchez
- María Camila Uribe
- Manuel Jiménez Castillo

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Lucio Rubio Díaz
  GERENTE GENERAL
- Andrés Caldas Rico
  GERENTE JURÍDICO
- Luis Fermín Larumbe
  GERENTE FINANCIERO
- Fernando Gutiérrez Medina
  GERENTE COMERCIAL

- Gustavo Gómez Cerón
  GERENTE DE PRODUCCIÓN
- María Celina Restrepo
  GERENTE DE COMUNICACIÓN Y RELACIONES INSTITUCIONALES
- Roberto Ospina Pulido
  GERENTE DE PLANIFICACION Y CONTROL
- Rafael Carbonell Blanco
  GERENTE DE ORGANIZACIÓN Y RECURSOS HUMANOS
- Omar Serrano
  GERENTE DE REGULACIÓN

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, con domicilio en la ciudad de Bogotá D.C., Colombia.
Domicilio: Carrera 13 A Nº 93-.66, piso 2 Bogotá, D.C. Colombia.

OBJETO SOCIAL
La empresa tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de puertos, la administración de puertos, la prestación de servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de un puerto multipropósito.

CAPITAL PAGADO
$5.800.000 moneda legal colombiana

DIRECTORES TITULARES
- Fernando Gutiérrez Medina
- Luis Fermín Larumbe
- Roberto Ospina Pulido

DIRECTORES SUPLENTES
- Gustavo Gómez Cerón
- Juan Manuel Pardo
- Luis Fernando Salamanca

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Fernando Gutiérrez Medina
  GERENTE GENERAL

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CHINANGO S.A.C.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Lima, República del Perú.
Domicilio: Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real 4, Piso 7, San Isidro, Lima, Perú.

OBJETO SOCIAL
El objeto principal de la sociedad es la generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

CAPITAL PAGADO
$45.086.557 miles.

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.

EDEGEL S.A.A. (EDEGEL)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Abierta, constituida en la ciudad de Lima, República del Perú.
Domicilio: Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real 4, Piso 7, Centro Empresarial Camino Real, San Isidro, Lima, Perú.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto principal dedicarse, en general, a las 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.

CAPITAL PAGADO
$374.326.011 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Vacante
  PRESIDENTE
- Alberto Triulzi Mora
- Giora Almogy
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Reynaldo Llosa Barber
- Ignacio Blanco Fernández
- Francisco Garcia-Calderon Portugal

DIRECTORES ALTERNOS
- Rosa María Flores-Araoz Cedrón
- Milagros Noriega Cerna
- Roberto Cornejo Spickernagel
- Julián Cabello Yong
- Arrate Gorostidi Aguirresarobe
- Teobaldo José Cavalcante Leal
- Vacante

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Carlos Alberto Luna Cabrera
  GERENTE GENERAL
- Christian Schroder Romero
  GERENTE DE ASESORÍA LEGAL .
- Milagros Noriega Cerna
  GERENTE DE FINANZAS
- Julián Cabello Yong
  GERENTE DE EXPLOTACIÓN
- Rosa María Flores-Araoz Cedrón
  GERENTE COMERCIAL

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GENERANDES PERÚ S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Lima, República del Perú.
Domicilio: Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 147, Edificio Real 4, Piso 7, San Isidro, Lima, Perú.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.

CAPITAL PAGADO
$164.297.758 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Vacante
  PRESIDENTE
- Javier García Burgos Benfield
  VICEPRESIDENTE
- Giora Almogy
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- José Chueca Romero
- Ignacio Blanco Fernández
- Vacante
- Alberto Triulzi Mora

DIRECTORES SUPLENTES
- Julián Cabello Yong
- Milagros Noriega Cerna
- Roberto Cornejo Spickernagel
- Rosa María Flores-Araoz Cedrón
- Carlos Rosas Cedillo
- Guillermo Lozada Pozo
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- Juan Carlos Camogliano Pazos

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Carlos Luna Cabrera
  GERENTE GENERAL PERÚ
- Milagros Noriega Cerna
  GERENTE DE FINANZAS

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AYSÉN TRANSMISIÓN S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS. Con fecha 2 de febrero de 2009 la Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad reemplazó el anterior nombre de la compañía "HidroAysén Transmisión S.A." por el actual "Aysén Transmisión S.A.".
RUT: 76.041.891-9
Domicilio: Miraflores 383, oficina 1302 Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
El objeto de la sociedad es desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que requiera el proyecto de generación hidroeléctrica que HidroAysén planifica construir en la Undécima Región de Aysén, del general Carlos Ibáñez del Campo. 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. En la ejecución de su objeto, la sociedad podrá actuar por cuenta propia o de terceros.
Para el cumplimiento de su objeto, la sociedad podrá obtener, adquirir y gozar las concesiones y permisos que se requieran.

CAPITAL PAGADO
$24.157 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo
  PRESIDENTE
- Joaquín Galindo Vélez

GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Bernardo Larraín Matte
- Luis Felipe Gazitúa Achondo
- Rodrigo Alcaíno Mardones
  GERENTE GENERAL INGENDESA

DIRECTORES SUPLENTES
- Carlos Martín Vergara
  FISCAL ENDESA CHILE
- Sebastián Fernández Cox
  GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA ENDESA CHILE
- Claudio Iglesis Guillard
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Eduardo Morel Montes
- Juan Eduardo Vásquez
- Cristián Morales Jaureguiberry

GERENTE GENERAL
Tulio Carrillo Tomic

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN S.A. (HIDROAYSÉN)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: 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, y en Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.

OBJETO SOCIAL
El objeto de la sociedad es el desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, de capacidad estimada 2.355 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; c) la administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica; y d) la prestación de servicios relacionados con su objeto social. Las actividades antes mencionadas podrán ser realizadas por cuenta propia o de terceros. Para el cumplimiento de su objeto, la sociedad podrá obtener, adquirir y gozar las concesiones y permisos que se requieran.

CAPITAL PAGADO
$72.916.665 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Antonio Albarrán Ruiz-Clavijo
  PRESIDENTE
- Joaquín Galindo Vélez
  GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Bernardo Larraín Matte
- Luis Felipe Gazitúa Achondo
- Rodrigo Alcaíno Mardones
  GERENTE GENERAL INGENDESA

DIRECTORES SUPLENTES
- Carlos Martín Vergara
  FISCAL ENDESA CHILE
- Sebastián Fernández Cox
  GERENTE REGIONAL DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA ENDESA CHILE
- Claudio Iglesis Guillard
  GERENTE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Eduardo Morel Montes
- Juan Eduardo Vásquez
- Cristián Morales Jaureguiberry

GERENTE GENERAL
Hernán Salazar Zencovich

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES
HidroAysén S.A. venderá energía y potencia por ella generada a Endesa Chile mediante contratos PPA a 30 años plazo.

CONSORCIO ARA - INGENDESA LTDA.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 77.625.850-4.
Domicilio: Santa Rosa 76 piso 10, 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 y la administración, inspección y desarrollo de proyectos y obras. Además, por cuenta propia o ajena, 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 PAGADO
$1.000 miles.

APODERADOS TITULARES
- Rodrigo Alcaíno Mardones
  GERENTE GENERAL INGENDESA
- Alejandro Santolaya de Pablo

APODERADOS SUPLENTES
- Vacante
- Julio Montero Montegú
- Elías Arce Cyr
- Cristián Araneda Valdivieso

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CONSORCIO INGENDESA–MINMETAL LTDA.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 77.573.910-K.
Domicilio: Santa Rosa Nº 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
El objeto social comprende la prestación de servicios propios de la ingeniería, pudiendo ejecutar, además, por cuenta propia o ajena, toda clase de obras, montar y poner en marcha, para sí o para terceros, todo tipo de establecimientos, industriales o no, comercializando para sí o para terceros los bienes y/o servicios producidos. Asimismo, será objeto especial de la sociedad la adjudicación y ejecución de las obras de construcción e ingeniería que conforman el contrato denominado LD-14.1 Asesoría Técnica y Administrativa a la Inspección Fiscal del Contrato de Construcción LD -4.1 del Proyecto Laja - Diguillín.

CAPITAL PAGADO
$2.000 miles.

APODERADOS TITULARES
- Rodrigo Muñoz Pereira
- Rodrigo Alcaíno Mardones
  GERENTE GENERAL INGENDESA

APODERADOS SUPLENTES
- Vacante
- Osvaldo Dinner Reich
- Carlos Freire Canto

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASATACAMA CHILE S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile. Esta sociedad se transformó a sociedad anónima con fecha 17 de diciembre de 2003 y posteriormente, con fecha 28 de noviembre de 2008, cambió su anterior razón social -GasAtacama Generación S.A.- por la actual.
RUT: 78.932.860-9.
Domicilio: Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto: a) explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) la compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) la venta y prestación de servicios de ingeniería; d) la obtención, compra, transferencia, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) el transporte de gas natural, por sus propios medios o en conjunto con terceras personas dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con ello; f) invertir en toda clase de bienes, corporales o incorporales, muebles o inmuebles; g) la organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente.

CAPITAL PAGADO
$93.826.272 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Vacante
  PRESIDENTE
- Vacante
- Raúl Sotomayor Valenzuela
- Gonzalo Dulanto Letelier

DIRECTORES SUPLENTES
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Claudio Iglesis Guillard
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
- Eduardo Ojea Quintana

GERENTE GENERAL
Rudolf Araneda Kauert

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 II Región de Chile.

GASATACAMA S.A. (GASATACAMA)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile. Esta sociedad se constituyó con el nombre Administradora Proyecto Atacama S.A., cambiando a su actual denominación con fecha 11 de octubre de 2002.
RUT: 96.830.980-3.
Domicilio: Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tendrá por objeto: a) la administración y dirección de las sociedades Gasoducto Atacama Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina Limitada, GasAtacama Generación Limitada y de las demás sociedades que acuerden los socios; b) la inversión de sus recursos, por cuenta propia o ajena, en toda clase de bienes muebles o inmuebles, corporales o incorporales, valores, acciones y efectos de comercio.

CAPITAL PAGADO
$147.811.581 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Joaquín Galindo Vélez
  PRESIDENTE
  GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Vacante
- Raúl Sotomayor Valenzuela
- Gonzalo Dulanto Letelier

DIRECTORES SUPLENTES
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Claudio Iglesis Guillard
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
- Eduardo Ojea Quintana

GERENTE GENERAL
Rudolf Araneda Kauert

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA S.A. (GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile. Esta sociedad se transformó a sociedad anónima con fecha 17 de diciembre de 2003. 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.
RUT: 78.952.420-3.
Domicilio: Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto el transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto. En cuanto su Agencia establecida en Argentina, antes mencionada, su 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.

CAPITAL PAGADO
$105.564.591 miles.

DIRECTORES
- Pedro De la Sotta Sánchez
- Luis Vergara Aguilar
- Rafael Zamorano Chaparro

GERENTE GENERAL
Rudolf Araneda Kauert

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de transporte de gas para su central Taltal ubicada en la II Región de Chile.

GASODUCTO TALTAL S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile. Esta sociedad se transformó a sociedad anónima con fecha 26 de febrero de 2004, manteniendo los accionistas la misma participación.
RUT: 77.032.280-4.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto 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.

CAPITAL PAGADO
$11.914.172 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Rudolf Araneda Kauert
- Pedro De la Sotta Sánchez
- Rafael Zamorano Chaparro
- Luis Vergara Aguilar

DIRECTORES SUPLENTES
- Luis Cerda Ahumada
- Alejandro Sáez Carreño
- Gustavo Venegas Castro
- Verónica Cortez Silva

GERENTE GENERAL
Rudolf Araneda Kauert

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LIMITADA

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 76.014.570-K.
Domicilio: 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.

CAPITAL PAGADO
$169.127.583 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Joaquín Galindo Vélez
  GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Vacante
- Raúl Sotomayor Valenzuela
- Gonzalo Dulanto Letelier

DIRECTORES SUPLENTES
- Juan Benabarre Benaiges
  GERENTE REGIONAL DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Claudio Iglesis Guillard
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Pedro Pablo Errázuriz Domínguez
- Eduardo Ojea Quintana

GERENTE GENERAL
Rudolf Araneda Kauert

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

PROGAS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
Domicilio: Isidora Goyenechea 3356, 8° piso, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
Desarrollar en la I, II y III regiones del país, los siguientes giros: a) la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural; b) la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; c) 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; d) toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

CAPITAL PAGADO
$965 miles.

DIRECTORES
- Rudolf Araneda Kauert
- Luis Cerda Ahumada
- Pedro De la Sotta Sánchez

GERENTE GENERAL
Alejandro Sáez Carreño

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOCIEDAD CONSORCIO INGENDESA - ARA LTDA.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 76.197.570-6.
Domicilio: Santa Rosa 76 piso 10, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
Prestación de servicios de ingeniería, pudiendo ejecutar, además, por cuenta propia o ajena, 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. Asimismo, será objeto especial de la sociedad la adjudicación y ejecución del Contrato de Asesoría a la Inspección Fiscal Contrato de Concesión Centro de Justicia de Santiago.

CAPITAL PAGADO
$1.000 miles.

APODERADOS TITULARES
- Rodrigo Alcaíno Mardones
  GERENTE GENERAL INGENDESA
- Alejandro Santolaya de Pablo

APODERADOS SUPLENTES
- Cristián Araneda Valdivieso
- Elías Arce Cyr
- Julio Montero Montegú
- Vacante

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA. (TRANSQUILLOTA)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 77.017.930-0.
Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La empresa tiene por objeto social el transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

CAPITAL PAGADO
$4.404.446 miles.

APODERADOS TITULARES
- Juan Eduardo Vásquez Moya
- Gabriel Carvajal Menególlez
- Enrique Donoso Moscoso
- Ricardo Santibáñez Zamorano

APODERADOS SUPLENTES
- Alfonso Bahamondes Morales
- Carlos Ferruz Bunster
- Enrique Sánchez Novoa
- Ricardo Sáez Sánchez

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES
Con Endesa Chile y con San Isidro S.A. tiene contratos por el uso de los sistemas de transmisión, que les permiten transmitir energía al Sistema Interconectado Central.

ATACAMA FINANCE CO.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: 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.

CAPITAL PAGADO
$3.194.730 miles.

DIRECTORES
- Daniel Bortnik Ventura
- Vacante
- Ricardo Rodríguez
- Horacio Reyser

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa tiene un crédito con Endesa Chile por 137 millones de dólares.

ENERGEX CO.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Compañía Exenta constituida en Cayman Islands, BWI.
Domicilio: Caledonian House P.O. Box 265 G, 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.

CAPITAL PAGADO
$5.071 miles.

DIRECTORES
- Daniel Bortnik Ventura
- Vacante
- Ricardo Rodríguez
- Horacio Reyser

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR S.A. (CTM)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Bartolomé Mitre 797, Piso 13, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 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.

CAPITAL PAGADO
$2.236.873 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José María Hidalgo Martín-Mateos
  PRESIDENTE
- Guilherme Lencastre
- Arturo Pappalardo

DIRECTORES SUPLENTES
- José Venegas Maluenda
  GERENTE REGIONAL DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE
- Juan Carlos Blanco
- Roberto José Fagan

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

DISTRILEC INVERSORA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, extranjera
Domicilio: San José 140, 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.

CAPITAL PAGADO
$67.457.527 miles.

DIRECTORES TITULARES
Claudio Fontes Nunes
Rafael López Rueda
Ramiro Alfonsín Balza
(Gerente Regional de Planificación y Control de Enersis)
Daniel Casal
Santiago Daireaux
María Inés Justo
Gabriel Marchione
Rigoberto Mejía Aravena
Gonzalo Vial Vial

DIRECTORES SUPLENTES
Pedro Eugenio Aramburu
Manuel María Benites
Vacante
Mónica Diskin
Roberto José Fagan
Martín Mandarano
Jean Yatim Morillas
Enrique Rosello
Jorge Vugdelija
(Actualmente existen dos vacantes en el Directorio)

PRINCIPALES EJECUTIVOS
José María Hidalgo Martín-Mateos

ENDESA CEMSA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina. Esta sociedad cambió su anterior razón social "Comercializadora de Energía del Mercosur S.A." por la actual "Endesa Cemsa S.A."
Domicilio: Pasaje Ing. E. Butty 220, Piso 16, ciudad de Buenos Aires, República Argentina.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto, actuando por cuenta propia y/o por mandato y/o por cuenta y orden de terceros y/o asociada a terceros, la compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo pero no limitado a la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados con la actividad antes mencionada, todo ello conforme a la regulación y demás normativa vigente. Asimismo la sociedad, actuando por sí o por cuenta y orden de terceros y/o asociada a terceros, 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 con la actividad antes mencionada, todo ello conforme a la regulación y demás normativa vigente. De la misma manera la sociedad, actuando por sí o por cuenta y orden de terceros y/o asociada a terceros, podrá efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, 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 con la actividad antes mencionada, todo

ello conforme a la regulación y demás normativa vigente.

CAPITAL PAGADO
$1.869.732 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José María Hidalgo Martín-Mateos
  PRESIDENTE
- José Venegas Maluenda
  VICEPRESIDENTE
  GERENTE REGIONAL DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE
- Fernando Claudio Antognazza

DIRECTORES SUPLENTES
- Arturo Pappalardo
- Roberto José Fagan
- Pedro Cruz Viné

GERENTE GENERAL
Juan Carlos Blanco

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa mantiene desde el 17 de noviembre de 2006 un acuerdo con Endesa Chile para proveer un informe operativo diario de gas de Argentina por un precio mensual de US$1.500.

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Hipólito Bouchard 547, Piso 27, Buenos Aires, República de Argentina.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

CAPITAL PAGADO
$73.430 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Bernardo Velar de Irigoyen
  PRESIDENTE
- José María Vázquez
  VICEPRESIDENTE
- José Miguel Granged Bruñen
- Fernando Claudio Antognazza
- Milton Gustavo Tomás Pérez
- Jorge Aníbal Rauber
- Horacio Jorge Turri
- Guillermo Luis Fiad
- Fermín Óscar Demonte

DIRECTORES SUPLENTES
- Juan Carlos Blanco
- Roberto José Fagan
- Adrián Gustavo Salvatore
- Leonardo Pablo Katz
- Patricio Ricardo Testorelli
- Omar Ramiro Algacibiur
- Brian Robert Henderson
- Sergio Raúl Sánchez
- Rigoberto Orlando Mejía Aravena

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Claudio Omar Majul
  GERENTE GENERAL
- Alberto Garmendia Rodriguez
  ADSCRIPTO A LA GERENCIA GENERAL
- Armando Federico Duvo
  GERENTE TÉCNICO
- Claudio Majul
  GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
- Marcelo Walter Holmgren
  GERENTE COMERCIAL

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Suipacha 268, Piso 12, Buenos Aires, República de Argentina.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE Nº 1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE Nº 1193/2005.

CAPITAL PAGADO
$73.430 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José Miguel Granged Bruñen
  PRESIDENTE
- Fernando Claudio Antognazza
  VICEPRESIDENTE
- Adrián Salvatore
- José María Vásquez
- Milton Gustavo Tomás Pérez
- Jorge Aníbal Rauber
- Horacio Jorge Turri
- Guillermo Luis Fiad
- Rigoberto Orlando Mejia Aravena

DIRECTORES SUPLENTES
- Juan Carlos Blanco
- Roberto José Fagan
- Bernardo Velar de Irigoyen
- Leonardo Pablo Katz
- Patricio Testorelli
- Omar Ramiro Algacibiur
- Brian Henderson
- Sergio Raúl Sánchez
- Vacante

GERENTE GENERAL
Miguel Ortíz Fuentes

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Gustavo Manifesto
  GERENTE TÉCNICO
- Óscar Zapiola
  GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
- Daniel Garrido
  GERENTE COMERCIAL

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA S.A. (TESA)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina.
Domicilio: Bartolomé Mitre Nº 797, Piso 13, Buenos Aires, República de Argentina.

OBJETO SOCIAL
El objeto social comprende 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. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público.

CAPITAL PAGADO
$8.759.405 miles.

DIRECTORES TITULARES
- José María Hidalgo Martín-Mateos
  PRESIDENTE
- Guilherme Lencastre
  VICEPRESIDENTE
- Arturo Pappalardo

DIRECTORES SUPLENTES
- José Venegas Maluenda
  GERENTE REGIONAL DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE
- Juan Carlos Blanco
- Roberto José Fagan

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AMPLA ENERGÍA E SERVIÇOS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Abierta, constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.
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.

CAPITAL PAGADO
$279.961.754 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Mario Fernando de Melo Santos
  PRESIDENTE
- Antonio Basilio Pires e Albuquerque
  VICEPRESIDENTE
- Ramiro Alfonsin Balza
- Cristóbal Sánchez Romero
- Ramón Castañeda Ponce
- Nelson Ribas Visconti
- Luiz Felipe Palmeira Lampreia
- José Alves de Mello Franco
- Eduardo dos Santos Machado

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Marcelo Llévenes Rebolledo
  DIRECTOR PRESIDENTE
- José Alves de Mello Franco
  GERENTE DE REGULACIÓN
- Luciano Alberto Galasso Samaria
  GERENTE COMERCIAL
- Carlos Ewandro Naegele Moreira
  GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
- Claudio Rivera Moya
  GERENTE DE PÉRDIDAS
- Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
  GERENTE FINANCIERO Y DE RELACIONES CON INVERSIONISTAS
- Déborah Meirelles Rosa Brasil
  ASESOR JURÍDICO
- Albino Motta da Cruz
  GERENTE TÉCNICO
- André Moragas da Costa
  GERENTE DE COMUNICACIÓN Y RELACIONES INSTITUCIONALES
- Aurélio Bustilho Oliveira
  GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AMPLA INVESTIMENTOS E SERVIÇOS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Abierta, constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.
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.

CAPITAL PAGADO
$33.662.736 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Mario Fernando de Melo Santos PRESIDENTE
- Antonio Basilio Pires e Albuquerque VICEPRESIDENTE
- Ramiro Alfonsin Balza
- Cristóbal Sánchez Romero
- Nelson Ribas Visconti
- Luiz Felipe Palmeira Lampreia
- José Alves Mello Franco
- Rafael López Rueda
- Marcelo Llévenes Rebolledo

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Marcelo Llévenes Rebolledo DIRECTOR PRESIDENTE
- Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt GERENTE VICEPRESIDENTE ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO
- José Alves de Mello Franco GERENTE COMERCIAL

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, de capital cerrado constituida en Brasil, con sede en Goias.
Domicilio: Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada, Goiás, Brasil.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica y el comercio relacionado con estas actividades. Asimismo, la Sociedad puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás, mediante la subscrición de cualquier número de acciones o cuotas.

CAPITAL PAGADO
$81.071.089 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Guilherme Lencastre PRESIDENTE
- José Renato Ferreira
- Marcelo Llévenes Rebolledo

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Guilherme Lencastre GERENTE GENERAL
- Manuel Herrera Vargas GERENTE DE COMERCIALIZACIÓN
- José Ignácio Pires Medeiros GERENTE TÉCNICO
- Carlos Ewandro Naegele Moreira GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
- Eugenio Cabanes Durán GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES Y COMUNICACIÓN
- Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt GERENTE FINANCIERO
- José Alves de Mello Franco GERENTE DE REGULACIÓN
- Ana Cláudia Goncalves Rebello ASESOR JURÍDICO
- Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
- Nelson Ribas Visconti GERENTE

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CENTRAL GERADORA TERMELÉCTRICA FORTALEZA S.A. (CGTF)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, extranjera de capital cerrado constituida en el Estado de Ceará, Brasil.
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.

CAPITAL PAGADO
$42.639.466 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Guilherme Lencastre PRESIDENTE
- Marcelo Llévenes Rebolledo VICEPRESIDENTE
- Luciano Galasso

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Manuel Herrera Vargas GERENTE GENERAL
- Raimundo Câmara Filho GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
- Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt GERENTE FINANCIERO
- José Ignácio Pires Medeiros GERENTE TÉCNICO
- Aurelio de Oliveira GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
- Eugenio Cabanes Durán GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES Y COMUNICACIÓN
- José Alves de Mello Franco GERENTE DE REGULACIÓN
- Ana Cláudia Goncalves Rebello ASESOR JURÍDICO
- Manuel Herrera Vargas GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN (Interino)

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Abierta, constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.
Domicilio: Rua Padre Valdevino, 150, Centro, Fortaleza, Ceará, Brasil.

OBJETO SOCIAL
Explorar la distribución de energía eléctrica y servicios afines en el estado de Ceará.

CAPITAL PAGADO
$121.465.440 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Mario Fernando de Melo Santos PRESIDENTE
- Marcelo Llévenes Rebolledo VICEPRESIDENTE
- Cristóbal Sánchez Romero
- Gonzalo Vial Vial
- José Alves de Mello Franco
- Aurelio Ricardo Bustilho Oliveira
- Jorge Parente Frota Júnior
- Cristián Eduardo Fierro Montes
- Fernando de Moura Avelino
- Roberto de Paula Macieira
- Francisco Honório Pinheiro Alves

DIRECTORES SUPLENTES
- Antonio Basilio Pires e Albuquerque
- Luciano Alberto Galasso Samaria
- Nelson Ribas Visconti
- Teobaldo José Cavalcante Leal
- José Caminha Aripe Júnior
- Luiz Carlos Laurens Ortins Bettencourt
- José Renato Ferreira Barreto
- José Távora Batista
- Juarez Ferreira de Paula
- Vládia Viana Regis
- José Nunes de Almeida Neto

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Abel Alves Rochinha GERENTE PRESIDENTE
- José Nunes de Almeida Neto GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES Y COMUNICACIONES
- Olga Jovanna Carranza Salazar GERENTE COMERCIAL
- José Távora Batista GERENTE TÉCNICO
- Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira GERENTE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
- José Renato Ferreira Barreto GERENTE RECURSOS HUMANOS
- Luiz Carlos Laurens Ortins Bettencourt GERENTE FINANCIERO Y DE RELACIONES CON INVERSORES
- Silvia Cunha Saraiva Pereira ASESOR JURÍDICO
- José Alves de Mello Franco GERENTE DE REGULACIÓN

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

COMPANHIA DE INTERCONEÇÃO ENERGÉTICA (CIEN)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, de capital cerrado, constituida en Brasil.
Domicilio: Praça Leoni Ramos, nº 1, piso 6, Bloco 2 - parte, São Domingos, Niterói, Río de Janeiro, Brasil.

OBJETO SOCIAL
La compañía tiene como 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.

CAPITAL PAGADO
$79.948.998 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Marcelo Llévenes Rebolledo
  PRESIDENTE
- Guilherme Lencastre
  VICEPRESIDENTE
- José Venegas Maluenda
  GERENTE REGIONAL TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Guilherme Lencastre
  GERENTE GENERAL
- Manuel Herrera Vargas
  GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN
- José Ignácio Pires Medeiros
  GERENTE TÉCNICO
- Carlos Ewandro Naegele Moreira
  GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
- Eugenio Cabanes Durán
  GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES Y COMUNICACIÓN
- Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
  GERENTE FINANCIERO
- José Alves de Mello Franco
  GERENTE DE REGULACIÓN
- Ana Cláudia Goncalves Rebello
  ASESOR JURÍDICO
- Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
  GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROLE
- Marcelo Smichti
  GERENTE

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EN-BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS S.A.

Tipo de Entidad: 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.

CAPITAL PAGADO
$3.020 miles.

ADMINISTRACIÓN
- Ricardo da Silva Correa
  GERENTE GENERAL
- Leonardo de Paula Freitas Guimarães.
  GERENTE

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA BRASIL S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.
Domicilio: Praça Leoni Ramos, nº 1, 7º andar, bloco 2, Niterói, RJ, Brasil.

OBJETO SOCIAL
La compañía tiene por objeto la participación en el capital social de otras compañías y sociedades que actúan o vengan a ser constituidas para actuar directa o indirectamente, en cualquier segmento del sector eléctrico, incluyendo sociedades de prestación de servicios a empresas actuantes en tal sector, en Brasil o el exterior, como socia, cuotista o accionista, bien como, en los límites legalmente permitidos y, cuando fuere el caso, sujeto a la obtención de las aprobaciones reglamentariamente necesarias; 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.

CAPITAL PAGADO
$226.099.641 miles.

DIRECTORES
- Mario Fernando de Melo Santos
  PRESIDENTE
- José María Calvo-Sotelo
  VICEPRESIDENTE
- Vacante
- Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
- Vacante
- Ignacio Antoñanzas Alvear
  GERENTE GENERAL ENERSIS S.A.

PRINCIPALES EJECUTIVOS
- Marcelo Llévenes Rebolledo
  GERENTE GENERAL
- Luiz Carlos Laurens Ortins de Bettencourt
  GERENTE DE FINANZAS Y RELACIONES CON INVERSIONISTAS
- Aurelio de Oliveira
  GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
- Eugenio Cabanes
  GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES Y COMUNICACIÓN
- Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
  ASESOR JURÍDICO
- José Alves de Mello Franco
  GERENTE DE REGULACIÓN
- Carlos Ewandro Naegele Moreira
  GERENTE DE RECURSOS HUMANOS
- Enrique de las Morenas
  GERENTE DE DESAROLLO

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EÓLICA FAZENDA NOVA O GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA S.A.

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.
Domicilio: Rua Felipe Camarão, nº 507, sala 104, Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil.

OBJETO SOCIAL
Esta sociedad tiene como objeto social (i) generación, transmisión, distribución y comercialización de energía; (ii) participación en otras sociedades como socia, accionista, o cuotista y; (iii) importación de máquinas y equipamientos para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de matriz eólica.

CAPITAL PAGADO
$555.428 miles.

ADMINISTRACIÓN
- Marcelo Llévenes Rebolledo
  PRESIDENTE
- Guilherme Gomes Lencastre
- Enrique de las Morenas

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INVESTLUZ S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima, constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.
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.

CAPITAL PAGADO
$267.899.274 miles.

ADMINISTRACIÓN
- Abel Alves Rochinha
  PRESIDENTE
- Luis Carlos Ortins de Bettencourt
  GERENTE VICEPRESIDENTE FINANCEIRO
- Olga Jovana Carranza Salazar
- José Renato Ferreira Barreto
- Silvia Cunha Saraiva Pereira

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CONSORCIO ARA – INGENDESA – SENER LIMITADA

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 76.738.990-6.
Domicilio: Santa Rosa 76 piso 10, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
Será objeto especial de la sociedad la ejecución y cumplimiento de los contratos que la sociedad se adjudique y celebre con la Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.

CAPITAL PAGADO
$1.000 miles.

APODERADOS TITULARES
- Rodrigo Alcaíno Mardones
  GERENTE GENERAL INGENDESA
- Alejandro Santolaya de Pablo
- Ernesto Ferrandiz Doménech

APODERADOS SUPLENTES
- Vacante
- Julio Montero Montegú
- Elías Arce Cyr
- Cristián Araneda Valdivieso
- Joaquín Botella Malagón
- Angel Ares Montes

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ELECTROGAS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.806.130-5.
Domicilio: Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las Condes, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
La sociedad tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia y ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

CAPITAL PAGADO
$10.784.067 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Claudio Iglesis Guillard
  PRESIDENTE
  GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Juan Eduardo Vásquez Moya
  VICEPRESIDENTE
- Pedro Gatica Kerr
- Enrique Donoso Moscoso
- Rosa Herrera Martínez

DIRECTORES SUPLENTES
- Jorge Bernardo Larraín Matte
- Ricardo Santibáñez Zamorano
- Juan Pablo Salinas Barrera
- Cristián Morales Jaureguiberry
- Juan Oliva Vásquez

GERENTE GENERAL
Carlos Andreani Luco

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
Electrogas S.A. mantiene vigente un 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 S.A. mantiene vigente un contrato de transporte de gas de naturaleza interrumpible y otro de naturaleza en firme. Finalmente, entre Endesa Chile y Electrogas S.A. 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.

GNL CHILE S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile, bajo el nombre de Gestora del Proyecto GNL S.A. El 27 de febrero de 2006 la sociedad cambió de nombre a GNL Chile S.A.
RUT: 76.418.940-K.
Domicilio: Rosario Norte 530, 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 todas la capacidad de almacenamiento, procesamiento, regasificación y entrega de gas natural y GNL del terminal de regasificación de propiedad de la misma, incluyendo sus expansiones, si las hubiere, y cualquier otra materia estipulada en los contratos que la Sociedad suscriba al efecto para usar el terminal de regasificación; b) importar GNL bajo modalidad entregado sobre buque (DES) de proveedores de 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.

CAPITAL PAGADO
$1.534.485 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Rodrigo Azócar Hidalgo
  PRESIDENTE
- Eduardo Morandé Montt
- Vacante

DIRECTORES SUPLENTES

- Rosa Herrera Martinez
- Gonzalo Palacios Vásquez
- José Venegas Maluenda

GERENTE GENERAL
Eric Ahumada Gómez

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, encontrándose a la fecha adeudados por GNL Chile S.A. a Endesa Chile la suma de US$1,7 millones.

GNL QUINTERO S.A. (GNLQ)

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile, con fecha 9 de marzo de 2007 por escritura pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha.
RUT: 76.788.080-4
Domicilio: Rosario Norte 530, oficina 1604, Las Condes, Santiago, Chile

OBJETO SOCIAL
La Sociedad tendrá por objeto: a) el desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado ("GNL") y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, de haberlas, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL a través de un patio de carga en camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías; así como cualquier otra actividad conducente o relativa a dicho objeto; y b) la prestación de servicios de gestión y asesoría administrativa en general, necesaria para la correcta operación de la empresa, a 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.

CAPITAL PAGADO
$99.331.942 miles.

DIRECTORES TITULARES
- William Jude Way
  PRESIDENTE
- Eduardo Morandé Montt
- Rodrigo Azócar Hidalgo
- Elizabeth Grace Spomer
- Vacante

DIRECTORES SUPLENTES
- Patricio Silva Barroilhet
- Francisco Gazmuri Schleyer
- Rosa Herrera Martínez
- Diego Hollweck
- Claudio Iglesis Guillard

GERENTE GENERAL
Antonio Bacigalupo Gittins

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INVERSIONES ELECTROGAS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA
Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada, constituida en la ciudad de Santiago, Chile.
RUT: 96.889.570-2.
Domicilio: Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las Condes, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL
El objeto de la sociedad es comprar, vender, invertir y mantener acciones de la sociedad anónima Cerrada Electrogas S.A.

CAPITAL PAGADO
$13.196.432 miles.

DIRECTORES TITULARES
- Claudio Iglesis Guillard
  PRESIDENTE
- Juan Eduardo Vásquez Moya
  VICEPRESIDENTE
- Pedro Gatica Kerr
- Enrique Donoso Moscoso
- Rosa Herrera Martínez

DIRECTORES SUPLENTES
- Jorge Bernardo Larraín Matte
- Ricardo Santibáñez Zamorano
- Juan Pablo Salinas
- Cristián Morales Jaureguiberry
- Juan Oliva Vásquez

GERENTE GENERAL
Carlos Andreani Luco

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

Estados Financieros Consolidados

Informe de los Inspectores de Cuentas

A los señores Accionistas:

En consideración al mandato que nos otorgó la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 15 de Abril de 2009, hemos examinado el Balance General de Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 31 de Diciembre de 2009 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

Ignacio Rodríguez Llona

Santiago, 25 de Enero de 2010

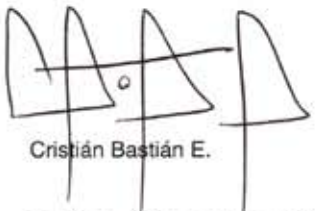
INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2009 y 2008, del estado consolidado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2008 y de los correspondientes estados consolidados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Empresa Nacional de Electricidad S.A. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y los estados de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2008 de ciertas filiales y asociadas, los cuales representan, a nivel consolidado, un 35,84%, 36,06% y 37,12% de los activos totales a dichas fechas y un 27,96% y 26,74% de los ingresos totales por los años terminados en esas fechas, 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.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros consolidados. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados. Consideramos que nuestras auditorías y los informes de los otros auditores, constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros 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 2009 y 2008 y al 1 de enero de 2008, los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Cristián Bastián E.

KPMG Ltda.

Santiago, 27 de enero de 2010

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.

ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado
al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
ACTIVOS CORRIENTES		**942.361.242**	**1.241.838.883**	**660.033.911**
Activos Corrientes en Operación		**942.361.242**	**1.241.838.883**	**660.033.911**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	446.438.229	719.217.980	115.095.865
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados	17	1.493.492	-	-
Otros Activos Financieros		42.657	-	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	6	328.265.468	342.260.677	318.419.894
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	7	69.160.836	66.245.062	89.781.454
Inventarios	8	40.179.588	49.141.746	55.282.262
Pagos Anticipados		7.184.076	4.708.584	2.941.305
Cuentas por Cobrar por Impuestos Corrientes	9	44.392.298	54.911.904	75.355.490
Otros Activos		5.204.598	5.352.930	3.157.641
ACTIVOS NO CORRIENTES		**5.226.991.370**	**5.437.066.482**	**4.735.240.709**
Activos Financieros Disponibles para la Venta	10	2.487.796	2.432.507	2.441.449
Otros Activos Financieros		1.063.377	1.655.343	339.638
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	6	66.716.465	153.412.332	95.328.090
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	7	-	-	369
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	11	574.097.291	536.703.030	481.019.140
Activos Intangibles, Neto	12	148.183.957	76.954.412	70.144.288
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	4.326.989.360	4.540.894.618	3.977.814.818
Activos por Impuestos Diferidos	14	94.924.126	110.326.384	96.612.703
Activos de Cobertura	17	590.622	-	-
Otros Activos		11.938.376	14.687.856	11.540.214
TOTAL ACTIVOS		6.169.352.612	6.678.905.365	5.395.274.620

ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados Clasificado
al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008

(En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
PASIVOS CORRIENTES		**981.101.681**	**1.355.644.128**	**802.145.326**
Pasivos Corrientes en Operación		**981.101.681**	**1.355.644.128**	**802.145.326**
Préstamos que Devengan Intereses	15	345.355.943	740.117.554	419.296.249
Otros Pasivos Financieros	17	696.791	-	-
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	18	373.871.856	347.675.017	265.570.606
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	7	90.554.059	137.396.309	45.176.660
Provisiones	19	33.393.224	33.706.461	28.522.828
Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	9	123.945.432	83.966.248	29.606.208
Otros Pasivos		8.669.196	8.710.488	5.094.808
Ingresos Diferidos	21	448.467	449.245	686.118
Obligación por Beneficios Post Empleo	20	3.448.733	3.592.982	3.108.546
Pasivos de Cobertura	17	717.980	29.824	3.877.756
Total Pasivos Acumulados (o Devengados)		-	-	1.205.547
PASIVOS NO CORRIENTES		**2.233.249.079**	**2.621.307.019**	**2.117.857.841**
Préstamos que Devengan Intereses	15	1.791.980.967	2.134.544.298	1.688.324.335
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	18	7.569.739	13.252.372	10.023.043
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	7	-	-	195.828
Provisiones	19	20.160.585	3.290.525	2.462.449
Pasivos por Impuestos Diferidos	14	347.876.619	399.374.385	360.951.167
Otros Pasivos		34.336.712	33.436.414	27.786.390
Ingresos Diferidos	21	163.596	233.531	890
Obligación por Beneficios Post Empleo	20	28.231.131	29.880.296	26.704.566
Pasivos de Cobertura	17	2.929.730	7.295.198	1.409.173
PATRIMONIO NETO		**2.955.001.852**	**2.701.954.218**	**2.475.271.453**
Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante		**2.069.085.642**	**1.598.730.012**	**1.537.699.011**
Capital Emitido	22	1.537.722.642	1.537.722.642	1.428.886.505
Otras Reservas	22	(769.182.142)	(744.745.964)	(363.658.095)
Resultados Retenidos	22	1.300.545.142	805.753.334	472.470.601
Participaciones Minoritarias		885.916.210	1.103.224.206	937.572.442
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		6.169.352.612	6.678.905.365	5.395.274.620

ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre 2009 M$	enero - diciembre 2008 M$
Ingresos Ordinarios, Total	23	2.408.239.446	2.531.568.173
Otros Ingresos de Operación, Total	23	10.679.909	4.820.266
Total Ingresos de Operación		**2.418.919.355**	**2.536.388.439**
Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	24	(976.145.889)	(1.304.453.135)
Margen de Contribución		**1.442.773.466**	**1.231.935.304**
Gastos de Personal	25	(74.832.421)	(63.299.474)
Depreciación y Amortización	26	(196.142.075)	(186.604.575)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Total, Neto	26	(43.999.600)	-
Otros Gastos Varios de Operación	27	(110.868.779)	(107.867.715)
Resultado de Explotación		**1.016.930.591**	**874.163.540**
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total		64.972	(707.958)
Costos Financieros [de Actividades No Financieras]	28	(188.368.384)	(198.439.587)
Ingreso (Pérdida) Procedente de Inversiones	29	25.225.652	35.339.570
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		98.457.836	82.131.590
Diferencias de cambio	28	(17.017.325)	(5.828.382)
Resultados por Unidades de Reajuste	28	9.275.308	(18.950.333)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		**944.568.650**	**767.708.440**
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	30	(172.468.296)	(210.177.605)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto		**772.100.354**	**557.530.835**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Neta de Impuesto		-	-
Ganancia (Pérdida) del ejercicio		**772.100.354**	**557.530.835**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora y Participación Minoritaria			
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora		627.053.406	433.177.184
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria		145.046.948	124.353.651
Ganancia (Pérdida) del ejercicio		772.100.354	557.530.835
Ganancias por Acción			
Acciones Comunes			
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción	$ / acción	76,45	52,82
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción de Operaciones Continuadas	$ / acción	76,45	52,82
Acciones Comunes Diluidas			
Ganancias (Pérdidas) Diluidas por Acción	$ / acción	76,45	52,82
Ganancias (Pérdidas) Diluidas por Acción de Operaciones Continuas	$ / acción	76,45	52,82
Estado de Otros Resultados Integrales			
Ganancia (Pérdida)		772.100.354	557.530.835
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto			
Activos Financieros Disponibles para la Venta		55.354	(55)
Cobertura de Flujo de Caja		226.196.062	(331.840.685)
Ajustes por Conversión		(251.677.776)	168.702.437
Ajustes de Asociadas		14.045.893	(13.749.102)
Ganancias (Pérdidas) Actuariales Definidas como Beneficios de Planes de Pensiones		(1.143.392)	(1.884.234)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto (Menos)		(36.594.489)	58.464.628
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto, Total		**(49.118.348)**	**(120.307.011)**
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		**722.982.006**	**437.223.824**
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a			
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a los Accionistas Mayoritarios		703.772.844	248.631.881
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a Participaciones Minoritarias		19.209.162	188.591.943
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales		722.982.006	437.223.824

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambios en Capital Emitido		Cambios en Otras Reservas					Cambios en Resultados Retenidos	Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante	Cambios en Participaciones Minoritarias	Total Cambios en Patrimonio Neto
	Acciones Ordinarias		Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas de Conversión	Reservas de Coberturas	Reservas de Disponibles para la Venta	Otras Reservas Varias				
	Capital en Acciones	Prima de Emisión									
Saldo Inicial al 01/01/2009	1.331.714.085	206.008.557	(87.036.762)	185.481.383	(101.798.173)	4.299	(741.396.711)	805.753.334	1.598.730.012	1.103.224.206	2.701.954.218
Ajustes de Periodos Anteriores											
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.331.714.085	206.008.557	(87.036.762)	185.481.383	(101.798.173)	4.299	(741.396.711)	805.753.334	1.598.730.012	1.103.224.206	2.701.954.218
Cambios											
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales				(124.472.978)	185.568.236	45.791	16.465.996	626.165.799	703.772.844	19.209.162	722.982.006
Dividendos en Efectivo Declarados			(188.116.022)				-	(43.641.794)	(231.757.816)		(231.757.816)
Transferencias a (desde) Resultados Retenidos			87.036.762					(87.036.762)	-		-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-		-	-	(963.963)	-		(695.435)	(1.659.398)	(236.517.158)	(238.176.556)
Cambios en Patrimonio	-	-	(101.079.260)	(124.472.978)	184.604.273	45.791	16.465.996	494.791.808	470.355.630	(217.307.996)	253.047.634
Saldo Final al 31/12/2009	1.331.714.085	206.008.557	(188.116.022)	61.008.405	82.806.100	50.090	(724.930.715)	1.300.545.142	2.069.085.642	885.916.210	2.955.001.852

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambios en Capital Emitido		Cambios en Otras Reservas					Cambios en Resultados Retenidos	Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante	Cambios en Participaciones Minoritarias	Total Cambios en Patrimonio Neto
	Acciones Ordinarias		Reservas para Dividendos Propuestos	Reservas de Conversión	Reservas de Coberturas	Reservas de Disponibles para la Venta	Otras Reservas Varias				
	Capital en Acciones	Prima de Emisión									
Saldo Inicial al 01/01/2008	1.222.877.948	206.008.557	(38.433.991)	84.113.627	169.086.413	4.345	(578.428.489)	472.470.601	1.537.699.011	937.572.442	2.475.271.453
Ajustes de Periodos Anteriores											
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.222.877.948	206.008.557	(38.433.991)	84.113.627	169.086.413	4.345	(578.428.489)	472.470.601	1.537.699.011	937.572.442	2.475.271.453
Cambios											
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales				101.367.756	(270.884.586)	(46)	(13.749.102)	431.897.859	248.631.881	188.591.943	437.223.824
Dividendos en Efectivo Declarados			(87.036.762)				-	(100.306.070)	(187.342.832)		(187.342.832)
Transferencias a (desde) Resultados Retenidos			38.433.991					(38.433.991)	-		-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	108.836.137		-	-		-	(149.219.120)	40.124.935	(258.048)	(22.940.179)	(23.198.227)
Cambios en Patrimonio	108.836.137	-	(87.036.762)	101.367.756	(270.884.586)	(46)	(162.968.222)	333.282.733	61.031.001	165.651.764	226.682.765
Saldo al 31/12/2008	1.331.714.085	206.008.557	(87.036.762)	185.481.383	(101.798.173)	4.299	(741.396.711)	805.753.334	1.598.730.012	1.103.224.206	2.701.954.218

ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados (Método Indirecto)

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008
(En miles de pesos)

Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación, Método Indirecto	Nota	2009 M$	2008 M$
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones, Método Indirecto			
Flujos de Efectivo Antes de Cambios en el Capital de Trabajo			
Conciliación de la Ganancia (Pérdida) con la Ganancia (Pérdida) de Operaciones			
Ganancia (Pérdida)		772.100.354	557.530.835
Gasto por Intereses para Conciliar con (Ganancia) Pérdida de Operaciones		179.093.076	217.389.920
Ingreso por Intereses para Conciliar con (Ganancias) Pérdidas de Operaciones		(25.315.918)	(34.323.234)
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	30	172.468.296	210.177.605
Participación en la (Ganancia) Pérdida de Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación, Neta del efectivo por distribuciones recibidas	11	(98.457.836)	(82.131.590)
Otros Incrementos (Decrementos) a Conciliar con Ganancia (Pérdida) de Operaciones		17.042.619	5.520.004
Ajustes para Conciliar con la Ganancia (Pérdida) de las Operaciones, total		**244.830.237**	**316.632.705**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones		**1.016.930.591**	**874.163.540**
Ajustes No Monetarios			
Depreciación	26	192.772.740	182.631.235
Amortización de Activos Intangibles	26	3.369.335	3.973.340
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Total, Neto	26	43.999.600	-
(Ganancia) Pérdida por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta, Total		(64.972)	707.958
Participación en (Ganancia) Pérdida de Inversiones		90.266	(1.016.336)
Reconocimiento de Provisiones		775.142	2.223.497
Provisiones Utilizadas		2.474.122	-
Incremento (Decremento) en Activos por Impuestos Diferidos		(8.089.658)	4.019.875
Incremento (Decremento) en Pasivos por Impuestos Diferidos		3.257.558	(1.591.803)
Otros Ajustes No Monetarios		(12.624.485)	(4.329.329)
Ajustes No Monetarios, Total		**225.959.648**	**186.618.437**
Total Flujos de Efectivo Antes de Cambios en el Capital de Trabajo		**1.242.890.239**	**1.060.781.977**

ENDESA Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados (Método Indirecto)

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008
(En miles de pesos)

Continuación

Incremento (Decremento) en Capital de Trabajo:			
en Inventarios		(793.538)	11.986.371
en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar		13.387.623	(107.070.706)
en Pagos Anticipados		(4.364.057)	(19.916.914)
en Otros Activos		108.055.151	91.045.322
en Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar		(130.366.242)	14.956.481
en Acumulaciones (o Devengos)		(13.316.393)	(7.953.946)
en Impuesto por Pagar		(85.389.647)	(59.258.836)
en Obligaciones por Beneficios Post-Empleo		6.391.938	(105.392)
en Otros Pasivos		(41.674.765)	(14.185.391)
Incremento (Decremento) en Capital de Trabajo, Total		**(148.069.930)**	**(90.503.011)**
Total Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones		**1.094.820.309**	**970.278.966**
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación			
Pagos por Impuestos a las Ganancias		99.250.347	19.340.544
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación, Total		**(99.250.347)**	**(19.340.544)**
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación		**995.569.962**	**950.938.422**
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión			
Importes Recibidos por Desapropiación de Propiedades, Planta y Equipo		4.806.509	6.536.995
Importes Recibidos por Desapropiación de Otros Activos Financieros		-	7.730.911
Importes Recibidos por Desapropiación de Otros Activos		-	13.981
Otros Flujos de Efectivo de (Utilizados en) Actividades de Inversión		9.847.726	73.804.675
Importes Recibidos por Dividendos Clasificados como de Inversión		75.347.648	35.462.910
Importes Recibidos por Intereses Recibidos Clasificados como de Inversión		2.441.046	3.025.736
Incorporación de propiedad, planta y equipo		(315.589.508)	(255.117.543)
Pagos para Adquirir Activos Intangibles		(411.575)	(2.487.916)
Préstamos a empresas relacionadas		(8.974.911)	(47.066.212)
Otros desembolsos de inversión		(208.922.322)	(23.575.554)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión		**(441.455.387)**	**(201.672.017)**
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación			
Obtención de préstamos		230.775.256	348.059.855
Importes Recibidos por Emisión de Otros Pasivos Financieros		126.062.420	227.769.894
Préstamos de entidades relacionadas		11.436.262	58.060.070
Ingresos por otras fuentes de financiamiento		-	448.471
Pagos de préstamos		(231.907.013)	(137.386.174)
Reembolso de Otros Pasivos Financieros		(439.518.975)	(217.926.280)
Reembolso de Pasivos por Arrendamientos Financieros		(3.171.884)	(6.996.069)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(58.538.059)	(6.198.854)
Pagos por Intereses Clasificados como Financieros		(114.393.219)	(163.445.494)
Pagos por Dividendos a Participaciones Minoritarias		(164.683.053)	(146.871.431)
Pagos de Dividendos por la Entidad que Informa		(156.415.189)	(101.987.826)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación		**(800.353.454)**	**(146.473.838)**
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo		**(246.238.879)**	**602.792.567**
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo		(26.540.872)	1.329.548
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial		719.217.980	115.095.865
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	5	**446.438.229**	**719.217.980**

ENDESA CHILE Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Índice

1. Actividad y Estados Financieros del grupo.

2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados.
2.1 Principios contables.
2.2 Nuevos pronunciamientos contables.
2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.
2.4 Entidades filiales y de control conjunto.
2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación.
2.4.2. Sociedades consolidadas por integración global con participación inferior al 50%.
2.4.3. Sociedades no consolidadas por integración global con participación superior al 50%.
2.5 Principios de consolidación y combinación de negocio.

3. Criterios contables aplicados.
a) Propiedades, plantas y equipos.
b) Activos intangibles
b.1) Plusvalía comprada.
b.2) Concesiones.
b.3) Gastos de investigación y desarrollo.
b.4) Otros activos intangibles.
c) Deterioro del valor de los activos.
d) Arrendamientos.
e) Instrumentos financieros.
e.1) Activos financieros no derivados.
e.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.
e.3) Pasivos financieros excepto derivados.
e.4) Derivados y operaciones de cobertura.
f) Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.
g) Inventarios.
h) Acciones propias en cartera.
i) Ingresos diferidos.
j) Provisiones.
j.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.
k) Conversión de saldos en moneda extranjera.
l) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.
m) Impuestos a las ganancias.
n) Reconocimiento de ingresos y gastos.
o) Ganancia (pérdida) por acción.
p) Dividendos.
q) Estado de flujos de efectivo.

4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico.
a) Chile.
b) Resto de Latinoamérica.

5. Efectivo y equivalentes al efectivo.

6. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

7. Saldos y transacciones con partes relacionadas.
7.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.
7.2 Directorio y personal clave de la Gerencia.
7.3 Retribución de Gerencia de Endesa Chile.
7.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

8. Inventarios.

9. Cuentas por cobrar y por pagar impuestos corrientes.

10. Activos financieros disponibles para la venta.

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.
11.2 Sociedades con control conjunto.

12. Activos intangibles.
12.1 Activo Intangible.
12.2 Plusvalía Comprada.

13. Propiedades, planta y equipo.

14. Impuestos diferidos.

15. Préstamos que devengan intereses.
15.1 Deuda de cobertura.
15.2 Otros aspectos.

16. Política de gestión de riesgos.

17. Instrumentos financieros

18. Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar.

19. Provisiones.
19.1 Provisiones
19.2 Litigios y arbitrajes

20. Obligaciones por beneficios post empleo.

21. Ingresos diferidos.

22. Patrimonio neto.
22.1 Patrimonio neto: de la Sociedad Dominante
22.2 Diferencias de conversión.
22.3 Gestión del capital.
22.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.
22.5 Otras reservas.
22.6 Detalle de otros resultados integrales consolidados.
22.7 Patrimonio neto: De los accionistas minoritarios.

23. Ingresos.

24. Consumo de materias primas y materiales secundarios.

25. Gastos de personal.

26. Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro.

27. Otros gastos varios de operación.

28. Gastos financieros.

29. Resultados provenientes de inversiones.

30. Resultado por impuesto a las ganancias.

31. Información por segmento.
- 31.1 Criterios de segmentación
- 31.2 Distribución por País

32. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros.
- 32.1 Garantías directas
- 32.2 Garantías Indirectas
- 32.3 Otra información

33. Dotación.

34. Hechos posteriores.

35. Medio Ambiente.

36. Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera.

37. Estados Financieros Consolidados y Separados.

Anexo N°1 Sociedades que componen el grupo Endesa Chile.

Anexo N°2 Variaciones del perímetro de consolidación.

Anexo N°3 Sociedades asociadas.

ENDESA S.A. Y FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009.
(En miles de pesos)

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 enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos.

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, tanto en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2008 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 28 de enero de 2009 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 15 de abril de 2009, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos. Estos estados financieros anuales fueron confeccionados de acuerdo a principios contables generalmente aceptados en Chile y, por lo tanto, no coinciden con los saldos del ejercicio 2008 que han sido incluidos en los presentes estados financieros consolidados, los cuales han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF). En Nota 34 se detalla la reconciliación del patrimonio neto y resultados del ejercicio y flujo de efectivo, junto a una descripción de los principales ajustes.

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 2.5 y 3.k.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile y filiales correspondientes al 31 de diciembre de 2009 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de enero de 2010.

Estos estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Endesa Chile y filiales al 31 de diciembre de 2009, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el ejercicio terminado en esa fecha.

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.

Los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, y de resultados, integrales, de patrimonio neto y de flujos de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008, que se incluyen en el presente a efectos comparativos, también han sido preparados de acuerdo a NIIF, siendo los principios y criterios contables aplicados consistentes con los utilizados durante el ejercicio 2009.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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 y enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 3 revisada: Combinaciones de negocio	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a la NIC 39: Elección de partidas cubiertas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda a la NIC 27: Estados financieros consolidados y separados	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Mejoramientos de las NIIF:	Mayoritariamente a períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
Enmienda la NIIF 2: Pagos basados en acciones	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2010.
Enmienda a NIC 32: Clasificación de derechos de emisión.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de febrero de 2010.
NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.
NIC 24 Revisada: Revelaciones de partes relacionadas	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.

Interpretaciones y enmiendas	Aplicación obligatoria para:
CINIIF 17: Distribuciones a los propietarios de activos no monetarios	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2009.
CINIIF 19: Liquidación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2010.
Enmienda a CINIIF 14: Pagos anticipados de la obligación de mantener un nivel mínimo de financiación.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2011.

La Administración del Grupo estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Endesa Chile y filiales en el período de su aplicación inicial.

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 comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos (ver Nota 3.c).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados (ver Nota 20).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.b).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.e y 17).
- La energía suministrada a clientes y no facturada al cierre de cada ejercicio.
- 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.

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 los ejercicios 2009 y 2008, no se produjeron cambios significativos 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, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

2.4.2 Sociedades consolidadas por integración global 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”), tienen 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 las citadas sociedades.

2.4.3 Sociedades no consolidadas por integración global 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 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

Las Sociedades filiales se consolidan por el método de integración global, 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 por el método de integración proporcional. 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 comprada. 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 minoritarios en el patrimonio y en los resultados integrales de las Sociedades filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Neto: Participaciones minoritarias" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones minoritarias" y "Resultados de ingresos y gastos integrales atribuibles a participaciones minoritarias" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

    a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

    b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del ejercicio.

    c. El patrimonio neto 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 "Reservas de conversión" dentro del Patrimonio Neto (ver nota 22.2).

    Los ajustes por conversión generados hasta la fecha que Endesa Chile efectuó su transición a las NIIF 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 36)

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.

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

a) Propiedades, Plantas y Equipos.

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 2,66% y un 5,19%. El monto activado por este concepto ascendió a M$ 3.385.207 y M$ 3.072.003 durante los ejercicios 2009 y 2008, respectivamente.

- Los gastos de personal relacionados directamente con las obras en curso, capitalizados por los ejercicios 2009 y 2008, ascienden a M$ 731.901 y M$ 500.315, 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.

- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Endesa Chile efectuó su transición a las NIIF 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 13)

Las obras 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 ejercicio en que se incurren.

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

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

A continuación se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

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

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

Empresa	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Hidroeléctrica El Chocón (Generación)	Argentina	30 años	14 años
Transportadora de Energía (Transporte)	Argentina	85 años	79 años
Compañía de Transmisión Mercosur (Transporte)	Argentina	87 años	79 años
Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	19 años
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	23 años

La administración de Endesa Chile evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 “Acuerdos sobre Concesión de Servicios”, norma que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (Ver nota 3b.2).

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

b) Activos intangibles.

b.1) Plusvalía Comprada.

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de Endesa Chile en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los 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 comprada.

En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía comprada 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 comprada definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

La plusvalía comprada 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 comprada que se generó con anterioridad de la fecha de nuestra transición a NIIF 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 Notas 12.2 y 36).

La plusvalía comprada 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.c).

En los casos en que el Grupo adquiere una participación adicional en una sociedad que ya se controlaba y consolidaba por integración global, la diferencia entre el monto pagado por la adquisición del porcentaje adicional y el saldo del rubro "Patrimonio Neto: Participaciones minoritarias" que se da de baja como consecuencia de la adquisición, se registra como plusvalía comprada. En los casos en que se vende una participación en una sociedad controlada y tras la venta se mantiene el control y, por tanto, su consolidación por integración global, la diferencia entre el monto cobrado por la venta y el saldo de "Patrimonio Neto: Participaciones minoritarias" que hay que dar de alta, como consecuencia de la venta, se registra como resultado del periodo.

b.2) Concesiones.

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

a) la concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

b) la concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera- cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse, simultáneamente, con las condiciones expuestas anteriormente, 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 periodo de duración de la concesión.

El Grupo opera diversas concesiones de carácter administrativo en donde la contraparte corresponde a un ente gubernamental. En su mayoría, dichas concesiones se relacionan directamente con nuestro negocio de generación de electricidad (ver nota 3.a), 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.

b.3) 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. Durante los ejercicios 2009 y 2008, no se registraron gastos por este concepto.

b.4) Otros activos intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a aplicaciones informáticas, 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.

Este grupo de activos se amortizan en su vida útil, que en la mayor parte de los casos se estima entre 4 y 5 años. Los activos intangibles con vida útil indefinida no se amortizan, producto que los contratos por su naturaleza son de carácter permanente e indefinido.

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 c) de esta Nota.

c) 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 compradas 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 comprada, 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 los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables comprendidas entre un 3,7% y 8,3% que, en ningún caso, son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate.

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2009 y 2008 fueron las siguientes:

		2009		2008	
País	Moneda	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	9,24%	9,53%	9,90%	10,40%
Argentina	Peso argentino	19,51%		17,40%	
Brasil	Real brasileño	11,32%		12,10%	
Perú	Sol peruano	9,09%		10,00%	
Colombia	Peso colombiano	11,45%		11,90%	

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 (Reversiones), Total Neto" 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 comprada, 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, Endesa Chile y filiales 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.

- 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.

d) Arrendamientos.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que 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 amortiza en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se amortiza en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

e) 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

e.1) Activos financieros no derivados.

Endesa Chile y filiales clasifica sus inversiones financieras, 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 de 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 financieros (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el 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, correspondiéndose casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (Ver Nota 10).

  Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran con cargo o abono a una Reserva del Patrimonio Neto denominado "Activos financieros disponibles para la venta", hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro referente a dichas inversiones es imputado íntegramente en el estado de resultados integrales. En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

e.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, 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.

e.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.

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 15, 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.

e.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. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Activos de cobertura" y si su valor es negativo se registran en el rubro "Pasivos de coberturas".

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 Neto denominada “cobertura 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.

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.

f) Inversiones en Asociadas contabilizadas por el método de participación.

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

El método de participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto 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 comprada).

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.

g) Inventarios.

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

h) Acciones propias en cartera.

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Neto” 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 rubro “Resultados retenidos” del estado de situación financiera consolidado. Al 31 de diciembre de 2009 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado en los ejercicios 2008 y 2009 transacciones con acciones propias.

i) Ingresos diferidos.

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, aportes recibidos de clientes u organismos gubernamentales para financiar la construcción o adquisición de determinadas instalaciones o, en algunos casos, recibe directamente la cesión de instalaciones de acuerdo con la regulación vigente en cada país.

Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado de situación financiera y se imputan a resultados en el rubro “Otros Ingresos de Operación” del estado de resultados integrales en la vida útil del activo, compensando de esta forma el gasto por depreciación.

Las transacciones que originan los saldos registrados en este rubro no están en el alcance de CINIIF 18 "Transferencias de activos desde clientes", norma que aplica desde el 1 de julio de 2009.

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 especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

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

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 Neto: Resultados retenidos".

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

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 neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas 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 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 ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio neto 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 permutas 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 periodo de devengo correspondiente.

o) Ganancia (pérdida) por acción

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

Durante los ejercicios 2009 y 2008, Endesa Chile y filiales no han realizado ningún tipo de operación 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, dado 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 “Acreedores comerciales y Otras cuentas pagar” o en el rubro “Cuentas por pagar a empresas relacionadas”, según corresponda, con cargo a una cuenta incluida en el Patrimonio Neto denominada “Reserva para dividendos propuestos”.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio Neto” 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.

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

- **Flujos de efectivo**: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de explotación:** 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 financiamiento:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

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 Nº 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- y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley: 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 un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre empresas eléctricas.

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 el norte del país, desde Arica hasta Coloso por el sur, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la organización de la industria eléctrica 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 del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores realizadas en el CDEC.

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 2.000 KW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta 2009, el precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras tiene un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Economía. 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, el precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras corresponderá al resultado de las licitaciones que éstas lleven a cabo.

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 KW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia entre 500 y 2.000 KW tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.

(iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las

transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

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

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deberán disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda, 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 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%.

b) Resto de Latinoamérica.

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

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

En 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 constituye 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.

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

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

En estos cuatro países los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, aunque los límites que definen tal condición varían en cada mercado. Las principales diferencias entre los mercados aparecen en la forma de regular las ventas de energía entre generadores y distribuidoras y en cómo se define el precio regulado para la formación de tarifas a usuarios finales.

En Argentina, inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidores se obtenía de un cálculo centralizado del precio spot promedio previsto para los próximos seis meses. Sin embargo, luego de la crisis del año 2002, la autoridad ha fijado de manera arbitraria ese precio, obligando la intervención del sistema marginalista y provocando un descalce entre los costos reales de generación y el pago que realiza de la demanda a través de las distribuidoras.

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.

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 las distribuidoras. Actualmente permanecen vigentes los contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra, el que se define de un cálculo centralizado, sin embargo, desde 2007 la contratación se realiza via licitaciones, La autoridad aprueba las bases de licitación y define en cada proceso el precio máximo.

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

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Efectivo en caja	1.811.633	78.500	113.105
Saldos en bancos	191.462.169	73.538.335	26.495.968
Depósitos a plazo	67.659.377	258.584.157	38.489.850
Otros instrumentos de renta fija	185.505.050	387.016.988	49.996.942
Total	**446.438.229**	**719.217.980**	**115.095.865**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa, 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	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
$ Chilenos	152.554.270	159.432.786	41.839.181
$ Arg	11.629.007	15.309.637	5.553.727
$ Col	160.969.953	133.927.140	20.396.709
Soles	13.346.169	1.920.653	2.237.065
US$	107.638.574	408.627.764	45.069.183
Reales	300.256	-	-
Total	**446.438.229**	**719.217.980**	**115.095.865**

6. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al					
	31-12-2009		31-12-2008		01-01-2008	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	**330.921.518**	**66.716.465**	**344.887.271**	**153.412.332**	**320.361.516**	**95.328.090**
Deudores comerciales, bruto	315.545.472	61.309.211	323.958.886	134.759.473	286.772.527	64.137.425
Otras cuentas por cobrar, bruto	15.376.046	5.407.254	20.928.385	18.652.859	33.588.989	31.190.665

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al					
	31-12-2009		31-12-2008		01-01-2008	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	**328.265.468**	**66.716.465**	**342.260.677**	**153.412.332**	**318.419.894**	**95.328.090**
Deudores comerciales, neto	313.854.813	61.309.211	321.332.292	134.759.473	284.830.905	64.137.425
Otras cuentas por cobrar, neto	14.410.655	5.407.254	20.928.385	18.652.859	33.588.989	31.190.665

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

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

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 7.1.

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre 2008 y 1 de enero de 2008, 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		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Con antiguedad menor de tres meses	2.286.695	600.325	45.533.172
Con antiguedad entre tres y seis meses	65.951	2.855.307	2.359.287
Con antiguedad entre seis y doce meses	105.135	5.003	74.213
Con vencimiento mayor a doce meses	88.453	-	-
Total	**2.546.234**	**3.460.635**	**47.966.672**

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 2008	**1.941.622**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	490.055
Montos castigados	(129.748)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	324.665
Saldo al 31 de diciembre de 2008	**2.626.594**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	544.674
Montos castigados	(94.074)
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	(421.144)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	**2.656.050**

7. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones entre la Sociedad y sus Filiales, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones de mercado. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta Nota.

7.1 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.

							Saldo al					
							Corrientes			No corrientes		
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
94.271.000-3	Enersis S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	339.995	362.058	81.054	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Venta de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	23.905.151	23.879.572	-	-	-	369
96.783.910-8	Emp. Electrica de Colina	Venta de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	71.846	21.072	-	-	-	-
96.800.460-3	Luz Andes	Venta de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	7.859	1.545	-	-	-	-
96.543.670-1	Cia A. Multiser. Ltda.	Servicios prestados	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	14.253	19.739	17.265.900	-	-	-
Extranjera	CAM Colombia Ltda.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Colombia	10.103	18.789	57.683	-	-	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Servicios prestados	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	38.129	88.763	13.569	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Arg	Argentina	3.069	4.175	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Venta de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Colombia	33.387.059	26.451.167	19.129.564	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Venta de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	7.499.676	5.645.150	2.603.199	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Servicios prestados	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	1.343.964	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Servicios prestados	Menos de 90 días	Asociada	Real	Brasil	743	90.524	54.868	-	-	-
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Brasil	156.223	-	-	-	-	-
Extranjera	CIEN (Companhía Interconexao Energética S.A.)	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Brasil	773.861	993.290	6.880.788	-	-	-
Extranjera	E. E. Piura	Servicios prestados	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	135.940	95.305	15.477	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Servicios prestados	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	España	-	27.382	12.669	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Asociada	US$	Chile	-	4.923.842	42.049.275	-	-	-
Extranjera	CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercos	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Asociada	$ Arg	Argentina	1.451.375	3.614.692	1.615.616	-	-	-
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Asociada	$ Col	Colombia	106	-	-	-	-	-
78970360-4	Agricola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	7.402	-	-	-	-	-
Extranjera	CGTF Fortaleza	Servicios prestados	Menos de 90 días	Matriz Común	Real	Brasil	3.331	7.997	1.792	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Colombia	10.751	-	-	-	-	-
	Total						69.160.836	66.245.062	89.781.454	-	-	369

No existen cuentas por cobrar que se encuentren garantizadas.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

							Saldo al					
							Corrientes			No corrientes		
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	Chile	67.019.988	52.476.199	23.393.344	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	258.550	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	133.333	235.031	108.590	-	-	-
96.543.670-1	Cia A. Multiser. Ltda.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	775.322	30.272	1.383	-	-	-
Extranjera	CAM Colombia Ltda.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Colombia	385.882	459.933	250.888	-	-	-
Extranjera	CAM Perú S.A.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Perú	2.280	16.621	27.863	-	-	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	1.063.880	857.747	583.572	-	-	195.828
Extranjera	Synapsis de Argentina Ltda.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Arg	Argentina	19.216	27.833	63.991	-	-	-
Extranjera	Synapsis Perú Ltda.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	US$	Perú	209.962	169.044	34.995	-	-	-
Extranjera	Synapsis Colombia Ltda.	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Colombia	178.602	246.280	-	-	-	-
79.913.810-7	Inmb. M. Velasco	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	Chile	81.669	-	-	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Colombia	42.539	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	Colombia	1.802.889	64.891.983	2.892.554	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Servicios recibidos	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	15.611	-	82.594	-	-	-
Extranjera	CTM (Compañía de Transmisión del Mercosur S	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Arg	Argentina	637.078	879.934	749.359	-	-	-
Extranjera	E. E. Piura	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Matriz Común	Soles	Perú	8.420	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	$ Col	España	866.168	886.946	6.465.149	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Asociada	CH$	Chile	290.742	1.784.801	209.417	-	-	-
Extranjera	CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercos	Cta. Cte. Mercantil	Menos de 90 días	Asociada	$ Arg	Argentina	16.761.928	14.433.685	10.312.961	-	-	-
	Total						90.554.059	137.396.309	45.176.660	-	-	195.828

No existen obligaciones que se encuentren garantizadas.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

Los efectos en el Estado de Resultado de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
94.271.000-3	Enersis S.A.	Matriz	Servicios prestados	Chile	1.018.125	1.067.722
		Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(937.096)	(1.167.488)
		Matriz	Préstamos	Chile	(3.065)	(98.667)
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	284.501.577	245.609.542
		Matriz Común	Servicios prestados	Chile	2.975.377	2.783.160
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(2.189)	(785.707)
		Matriz Común	Préstamos	Chile	616.084	-
96.783.910-8	Emp. Electrica de Colina	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	42.553	17.708
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	260	-
78.970.360-4	Agricola Pastos Verdes	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	34.531	-
96.543.670-1	Cia A. Multiser. Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	14.254	4.902
Extranjera	CAM Colombia Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	52.013	73.208
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(529.150)	(833.906)
Extranjera	CAM Perú S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(27.810)	(71.909)
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	1.215.838	198.769
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(2.373.902)	(2.860.109)
Extranjera	Synapsis de Argentina Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(70.067)	(98.013)
Extranjera	Synapsis Perú Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	(426.060)	(458.535)
Extranjera	Synapsis Colombia Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(706.149)	(784.088)
Extranjera	Edesur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	40.377	-
96.800.460-3	Luz Andes	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	13.080	1.298
		Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	25	-
Extranjera	Codensa	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	137.288.265	93.237.414
		Matriz Común	Servicios prestados	Colombia	89.794	104.362
		Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(340.033)	(523.660)
		Matriz Común	Préstamos	Colombia	(1.799.469)	(184.570)
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(20.387.037)	(18.341.786)
Extranjera	Edelnor	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	77.262.815	42.033.260
		Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	(104.129)	-
Extranjera	Endesa Brasil S.A.	Asociada	Servicios prestados	Brasil	405.901	981.558
Extranjera	Endesa Servicios S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(2.063)	-
Extranjera	E E Piura	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	929.179	93.073
		Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(1.214.205)	-
		Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	41.403	9.928
Extranjera	Generalima S.A.	Matriz Común	Servicios prestados	Perú	111.514	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(315.525)	-
96.806.130-5	Consorcio Ara-Ingendesa Ltda.	Matriz Común	Servicios prestados	Chile	-	505.331
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	(247.192)	1.748.868
		Asociada	Venta de Energía	Chile	398.267	-
		Asociada	Servicios prestados	Chile	37.651	-
Extranjera	CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercos	Asociada	Venta de Energía	Argentina	12.489.207	20.669.866
		Asociada	Compra de Energía	Argentina	(89.810)	(94.195)
		Asociada	Consumo de gas	Argentina	(55.180.792)	-
Extranjera	Central Generadora Termoeléctrica de Fortaleza	Matriz Común	Servicios prestados	Brasil	33.715	43.951
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(1.239.471)	(4.576.224)
			Total		433.616.591	378.305.063

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.

7.2 Directorio y personal clave de la Gerencia.

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

El Directorio fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 15 de abril de 2009. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

Cuentas por cobrar y pagar

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

Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta 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:

- 55 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 36 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 36 Unidades de Fomento, con un máximo de doce sesiones anuales remuneradas.

Comité de auditoria

Cada miembro integrante del Comité de Auditoría percibe una dieta por asistencia a Sesión de 36 Unidades de Fomento, con un máximo de doce sesiones anuales remuneradas. La remuneración del Comité de Auditoría es la misma que rige desde su creación en el año 2005.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio por los ejercicios 2009 y 2008:

Nombre	Cargo	31-12-2009					
		Periodo de desempeño	Directorio de Endesa	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría	Variable a cuenta Utilidades
			M$	M$	M$	M$	M$
Mario Valcarce Durán	Presidente	01/01/09 al 28/10/09	39.720	-	9.818	-	-
Paolo Bondi	Vicepresidente	28/07/09 al 31/12/09	-	-	-	-	-
Juan Gallardo Cruces	Vicepresidente	01/01/09 al 26/03/09	-	-	-	-	-
Andrea Brentan	Vicepresidente	26/03/09 al 28/07/09	-	-	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/09 al 31/12/09	-	-	-	-	-
Pío Cabanillas Alonso	Director	01/01/09 al 26/03/09	-	-	-	-	-
Fernando D'Ornellas Silva	Director	01/01/09 al 28/07/09	12.640	-	-	2.276	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/09 al 31/12/09	22.528	-	10.575	3.786	-
Borja Prado Eulate	Director	01/01/09 al 31/12/09	18.000	-	-	2.276	-
Raimundo Valenzuela Lang	Director	01/01/09 al 26/03/09	4.844	-	1.514	-	-
Leonidas Vial Echeverría	Director	01/01/09 al 31/12/09	22.528	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín	Director	26/03/09 al 31/12/09	-	-	-	-	-
Gerardo Jofré Miranda	Director	15/04/09 al 31/12/09	16.763	-	8.294	-	-
Luis de Guindos Jurado	Director	28/07/09 al 31/12/09	8.523	-		754	-
TOTAL			**145.546**	**-**	**30.201**	**9.092**	**-**

Nombre	Cargo	31-12-2008					
		Periodo de desempeño	Directorio de Endesa	Directorio de Filiales	Comité de Directores	Comité de Auditoría	Variable a cuenta Utilidades
			M$	M$	M$	M$	M$
Mario Valcarce Durán	Presidente	01/01/08 al 30/09/08	30.002	-	5.792	-	-
Juan Gallardo Cruces	Vicepresidente	02/04/08 al 30/09/08	-	-	-	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/08 al 30/09/08	15.341	-	5.063	5.063	-
Leonidas Vial Echeverría	Director	01/01/08 al 30/09/08	15.361	-	-	-	-
Raimundo Valenzuela Lang	Director	01/01/08 al 30/09/08	14.642	-	5.792	-	-
Carlos Torres Vila	Director	01/01/08 al 30/03/08	4.894	-	-	-	-
Enrique García Alvarez	Director	01/01/08 al 30/03/08	4.685	-	-	2.849	-
José Fernández Olano	Director	01/01/08 al 30/03/08	5.399	-	-	2.136	-
Rafael Español Navarro	Director	01/01/08 al 30/03/08	5.399	-	-	-	-
José María Calvo-Sotelo	Director	01/01/08 al 30/03/08	5.399	-	-	-	-
Borja Prado Eulate	Director	02/04/08 al 30/09/08	9.222	-	-	1.441	-
Fernando D'Ornellas Silva	Director	02/04/08 al 30/09/08	9.961	-	-	2.180	-
Francesco Buresti	Director	02/04/08 al 30/09/08	-	-	-	-	-
Pío Cabanillas Alonso	Director	02/04/08 al 30/09/08	-	-	-	-	-
TOTAL			**120.305**	**-**	**16.647**	**13.669**	**-**

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

7.3 Retribución de Gerencia de Endesa Chile.

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

Miembros de la Alta Dirección	
Nombre	**Cargo**
Joaquín Galindo Vélez	Gerente General (1)
Claudio Iglesis Guillard	Gerente de Generación Chile
Juan Benabarre Benaiges	Gerente Regional de Producción y Transporte
José Venegas Maluenda	Gerente Regional de Trading y Comercialización
Eduardo Escaffi Johnson	Gerente de Administración y Finanzas (2)
Julio Valbuena Sánchez	Gerente de Planificación y Control
Renato Fernández Baeza	Gerente de Comunicación
Sebastián Fernández Cox	Gerente Regional de Planificación Energética
Carlos Martín Vergara	Fiscal

(1) El señor Joaquín Galindo Vélez es el Gerente General a partir del día 20 de noviembre de 2009.

(2) El señor Eduardo Escaffi Johnson es el Gerente de Administración y Finanzas a partir del día 24 de septiembre de 2009.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a M$ 1.905.095, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 (M$ 2.490.689 al 31 de diciembre de 2008). Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto (bono anual) y a largo plazo (principalmente Indemnización por años de servicio).

Planes de incentivo 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: Consejo de Administración y Gerencia de Endesa Chile.

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.

7.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.

8. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Suministros para la producción	40.179.588	49.141.746	55.282.262
Total	**40.179.588**	**49.141.746**	**55.282.262**

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

9. CUENTAS POR COBRAR Y POR PAGAR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es la siguiente:

Cuentas por cobrar por impuestos corrientes

	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Pagos provisionales mensuales	260.857	2.562.854	18.819.554
IVA Crédito fiscal	39.172.644	47.570.155	44.999.310
Crédito por utilidades absorvidas	-	-	4.035.977
Créditos por gastos de capacitación	84.684	-	64.111
Otros	4.874.113	4.778.895	7.436.538
Total	**44.392.298**	**54.911.904**	**75.355.490**

Cuentas por pagar por impuestos corrientes

	Saldo al		
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Impuesto a la Renta	99.147.311	55.587.062	15.364.487
IVA Débito fiscal	15.957.390	17.231.231	10.521.839
Impuesto de timbres y estampillas	-	2.575.390	-
Provisión para impuestos	983.240	1.263.637	1.050.586
Otros	7.857.491	7.308.928	2.669.296
Total	**123.945.432**	**83.966.248**	**29.606.208**

10. ACTIVOS FINANCIEROS DISPONIBLES PARA LA VENTA.

Según lo señalado en nota 3 e, la composición de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es la siguiente:

	Saldos					
	Corrientes			No corrientes		
Activos Financieros Disponibles para la Venta	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	01-01-2008 M$
Inversiones en sociedades cotizadas	-	-	-	63.918	8.629	8.684
Inversiones en sociedades no cotizadas	-	-	-	2.423.878	2.423.878	2.432.765
Total	-	-	-	2.487.796	2.432.507	2.441.449

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 principales sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios 2009 y 2008:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 31/12/2008	Adiciones	Desinversiones	Plusvalía Comprada	Participación en Ganancia (Pérdida)	Participación en Partidas de Periodos Ant.	Dividendos Recibidos	Deterioro de Valor	Reversión de Deterioro del Valor	Diferencia de Conversión	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31/12/2009
Electrogas S.A.	Chile	Dólar estadounidense	0,0213%	4.275	-	-	-	1.632	-	(1.291)	-	-	(841)	-	3.775
Inversiones Electrogas	Chile	Peso chileno	42,5000%	9.065.667	-	-	-	2.871.709	-	(3.202.586)	-	-	(915.853)	-	7.818.937
Endesa Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	40,4485%	497.656.990	-	-	-	96.139.414	-	(74.292.028)	-	-	33.574.679	(1.174.592)	551.904.463
GNL Quinteros S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	24.126.683	-	-	-	(825.889)	-	-	-	-	(4.508.852)	(8.664.477)	10.127.465
CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur	Argentina	Peso argentino	45,0000%	4.592.900	-	-	-	186.494	-	-	-	-	(1.481.614)	-	3.297.780
Distrilec	Argentina	Peso argentino	0,8900%	1.256.515	-	-	-	84.476	-	(33.669)	-	-	(362.451)	-	944.871
		TOTALES		536.703.030	-	-	-	98.457.836	-	(77.529.574)	-	-	26.305.068	(9.839.069)	574.097.291

Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2008	Adiciones	Desinversiones	Plusvalía Comprada	Participación en Ganancia (Pérdida)	Participación en Partidas de Periodos Ant.	Dividendos Recibidos	Deterioro de Valor	Reversión de Deterioro del Valor	Diferencia de Conversión	Otro Incremento (Decremento)	Saldo al 31/12/2008
Electrogas S.A.	Chile	Dólar estadounidense	0,0213%	3.406	-	-	-	1.620	-	(1.022)	-	-	271	-	4.275
Inversiones Electrogas	Chile	Peso chileno	42,5000%	7.335.639	-	-	-	3.184.266	-	(1.263.179)	-	-	(191.059)	-	9.065.667
Endesa Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	40,4485%	467.658.560	-	-	-	78.733.060	-	(29.213.215)	-	-	(15.086.214)	(4.435.201)	497.656.990
GNL Quinteros S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	1.590.042	17.778.818	-	-	(618.726)	-	-	-	-	404.940	4.971.609	24.126.683
CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur	Argentina	Peso argentino	45,0000%	3.488.806	-	-	-	692.884	-	-	-	-	411.210	-	4.592.900
Distrilec	Argentina	Peso argentino	0,8900%	942.687	-	-	-	138.486	-	-	-	-	175.342	-	1.256.515
		TOTALES		481.019.140	17.778.818	-	-	82.131.590	-	(30.477.416)	-	-	(14.285.510)	536.408	536.703.030

b) A continuación detallamos los principales movimientos de las inversiones en asociadas durante el ejercicio 2009 y ejercicio 2008:

Año 2009

Al 31 de diciembre de 2009, no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.

Año 2008

1) Con fecha 15 de julio de 2008, la sociedad suscribió el capital por US$35.680.377 en la sociedad GNL Quintero S.A. equivalente a M$17.778.818, mediante la capitalización de créditos, manteniendo su participación en 20%.

2) Con fecha 20 de agosto de 2008, la sociedad suscribió aporte de capital por US$1.000.000 en la sociedad GNL Chile S.A. equivalente a M$528.191, manteniendo su participación en dicha sociedad en un 33,33%.

c) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2009 y 2008 de los Estados Financieros de las sociedades en la que Endesa Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2009							
	% Participación	Activo a largo plazo M$	Activo circulante M$	Pasivo a largo plazo M$	Pasivo circulante M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (Pérdida)
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	168.678	54.486.842	-	(47.327.120)	19.339.396	(18.924.965)	414.43
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	18.471.729	-	-	(74.230)	6.940.967	(184.004)	6.756.963
Endesa Brasil	40,45%	2.406.346.709	893.078.804	(1.141.081.701)	(577.155.133)	1.711.404.371	(1.269.421.973)	441.982.398
Distrilec	0,89%	106.162.474	1.318.727	-	(1.315.925)	9.520.678	(28.947)	9.491.73
GNL Quintero S.A.	20,00%	562.965.213	28.098.229	(334.839.224)	(205.586.895)	12.893.075	(17.022.519)	(4.129.444)
Electrogas S.A. (1)	0,02%	5.606.476	41.393.766	(8.210.466)	(21.027.132)	13.510.320	(5.830.170)	7.680.15

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2008							
	% Participación	Activo a largo plazo M$	Activo circulante M$	Pasivo a largo plazo M$	Pasivo circulante M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganancia (Pérdida)
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	548.162	46.807.941	-	(37.149.659)	5.108.385	(3.568.643)	1.539.742
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	21.393.734	-	-	(62.753)	7.618.787	(126.396)	7.492.391
Endesa Brasil	40,45%	2.187.028.374	841.131.699	(1.051.650.796)	(569.657.502)	1.618.797.054	(1.424.146.899)	194.650.155
Distrilec	0,89%	141.241.547	2.212	-	(62.299)	15.560.224	-	15.560.224
GNL Quintero S.A.	20,00%	586.921.507	48.609.505	(489.922.026)	(24.975.571)	-	(3.093.630)	(3.093.630)
Electrogas S.A. (1)	0,02%	47.753.926	4.189.072	(25.977.552)	(5.847.799)	14.006.127	(6.382.598)	7.623.529

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

La sociedad que presenta patrimonio negativo al 31 de diciembre de 2009, 2008 y 2007 sobre la cual se efectuó provisión es GNL Chile S.A. por M$ (2.552.867), M$ (2.244.759) y M$ (1.709.028), respectivamente.

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestra sociedad asociada, así como también el porcentaje de participación.

11.2 Sociedades con control conjunto.

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2009 y 2008 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:

	31 de diciembre de 2009						
	% Participación	Activo a largo plazo M$	Activo circulante M$	Pasivo a largo plazo M$	Pasivo circulante M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$
Hidroaysén	51,00%	86.908.393	8.111.503	-	(37.110.402)	-	(5.994.070)
Transquillota Ltda.	50,00%	10.198.482	1.288.870	(876.728)	(1.480.132)	2.327.365	(1.207.963
Gas Atacama S.A.	50,00%	316.349.774	114.435.232	(42.467.600)	(187.877.000)	343.304.368	(319.108.438)

	31 de diciembre de 2008						
	% Participación	Activo a largo plazo M$	Activo circulante M$	Pasivo a largo plazo M$	Pasivo circulante M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$
Hidroaysén	51,00%	61.671.245	8.981.534	(165.087)	(6.584.072)	-	(2.860.539)
Transquillota Ltda.	50,00%	11.158.610	2.195.498	(1.076.759)	(4.267.259)	1.391.918	(654.610
Gas Atacama S.A.	50,00%	397.241.564	140.024.772	(233.117.138)	(83.824.330)	553.663.581	(540.477.046)

12. ACTIVOS INTANGIBLES.

12.1 Activo Intangible

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

Activos Intangibles Neto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Activos Intangibles, Neto	**148.183.957**	**76.954.412**
Plusvalía Comprada	105.545.382	38.588.410
Activos Intangibles Identificables, Neto	**42.638.575**	**38.366.002**
Costos de Desarrollo	12.330	17.123
Servidumbres	2.695.227	1.420.607
Derechos de Agua	12.240.545	10.452.421
Concesiones	16.641.396	18.751.630
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	6.837.850	5.310.438
Programas Informáticos	3.549.640	1.546.953
Otros Activos Intangibles Identificables	661.587	866.830

Activos Intangibles Bruto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Activos Intangibles, Bruto	**186.419.729**	**114.143.569**
Plusvalía comprada	105.545.382	38.588.410
Activos Intangibles Identificables, Bruto	**80.874.347**	**75.555.159**
Costos de Desarrollo	25.522	32.031
Servidumbres	3.256.459	1.991.434
Derechos de Agua	15.180.923	13.444.132
Concesiones	39.246.752	39.246.752
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	8.535.504	6.803.664
Programas Informáticos	11.204.003	10.415.650
Otros Activos Intangibles Identificables	3.425.184	3.621.496

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(38.235.772)**	**(37.189.157)**
Deterioro de Valor Acumulado de Plusvalía Comprada	-	-
Activos Intangibles Identificables	**(38.235.772)**	**(37.189.157)**
Costos de Desarrollo	(13.192)	(14.908)
Servidumbres	(561.232)	(570.827)
Derechos de Agua	(2.940.378)	(2.991.711)
Concesiones	(22.605.356)	(20.495.122)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	(1.697.654)	(1.493.226)
Programas Informáticos	(7.654.363)	(8.868.697)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.763.597)	(2.754.666)

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2009 y 2008 han sido los siguientes:

Año 2009

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Derechos de Agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo Inicial al 31/12/2008	17.123	1.420.607	10.452.421	18.751.630	5.310.438	1.546.953	866.830	**38.366.002**
Movimientos en activos intangibles identificables								
Adiciones	-	922.067	-	-	411.575	104.405	125.972	**1.564.019**
Retiros	-	-	-	-	(17.512)	-	-	**(17.512)**
Amortización	(1.333)	(557)	(346.002)	(2.110.244)	(226.916)	(448.816)	(235.467)	**(3.369.335)**
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(3.461)	(96)	(1.513.556)	-	(907.664)	(13.909)	(66.084)	**(2.504.770)**
Otros incrementos (disminuciones)	1	353.206	3.647.682	10	2.267.929	2.361.007	(29.664)	**8.600.171**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**(4.793)**	**1.274.620**	**1.788.124**	**(2.110.234)**	**1.527.412**	**2.002.687**	**(205.243)**	**4.272.573**
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/12/2009	**12.330**	**2.695.227**	**12.240.545**	**16.641.396**	**6.837.850**	**3.549.640**	**661.587**	**42.638.575**
Saldo Final Plusvalía Comprada (Nota 12.2)								**105.545.382**
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2009								**148.183.957**

Año 2008

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Derechos de Agua	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M$			M$		M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2008	14.656	922.188	10.482.238	-	5.395.130	4.661.120	19.449.375	**40.924.707**
Movimientos								
Adiciones	-	-	1.360.102	-	480.782	473.010	80.000	**2.393.894**
Amortización	(1.649)	-	(699.006)	(2.779.564)	(259.476)	(223.513)	(10.132)	**(3.973.340)**
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	819	-	-	-	6.895	61.912	3.724	**73.350**
Otros incrementos (disminuciones)	3.297	498.419	(690.913)	21.531.194	(312.893)	(3.425.576)	(18.656.137)	**(1.052.609)**
Total movimientos	**2.467**	**498.419**	**(29.817)**	**18.751.630**	**(84.692)**	**(3.114.167)**	**(18.582.545)**	**(2.558.705)**
Saldo Final activos intangibles identificables al 31/12/2008	**17.123**	**1.420.607**	**10.452.421**	**18.751.630**	**5.310.438**	**1.546.953**	**866.830**	**38.366.002**
Saldo Final Plusvalía Comprada (Nota 12.2)								**38.588.410**
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2008								**76.954.412**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado a 31 de diciembre de 2009. No existen montos comprometidos por adquisición de activos intangibles.

12.2 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía comprada (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento del mismo en los ejercicios 2009 y 2008:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2009	Adiciones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final 31/12/2009
Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	4.556.780	-	(1.266.688)	3.290.092
Southern Cone Power Argentina S.A.	3.779.030	-	(1.045.539)	2.733.491
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	19.586.941	-	(5.410.532)	14.176.409
San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768
Edegel S.A. (1)	553.603	81.370.212	(6.003.555)	75.920.260
Emgesa S.A.	5.437.195	-	(681.862)	4.755.333
Gas Atacama S.A.	18.756	-	(5.064)	13.692
Total	**38.588.410**	**81.370.212**	**(14.413.240)**	**105.545.382**

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2008	Adiciones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Saldo Final 31/12/2008
Pangue S.A.	3.139.337	-	-	3.139.337
Endesa Costanera S.A.	3.684.244	-	872.536	4.556.780
Southern Cone Power Argentina S.A.	3.232.176	-	546.854	3.779.030
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	16.492.236	-	3.094.705	19.586.941
San Isidro S.A.	1.516.768	-	-	1.516.768
Edegel S.A.	453.128	-	100.475	553.603
Emgesa S.A.	4.727.060	-	710.135	5.437.195
Gas Atacama S.A.	17.155	-	1.601	18.756
Total	**33.262.104**	**-**	**5.326.306**	**38.588.410**

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 compradas permiten recuperar su valor. (ver Nota 3 c.).

(1) La adición en Edegel se originó producto de la adquisición, realizada en octubre de 2009, según se señala en Nota 22.7. Edegel ya venía consolidándose mediante el método de integración global.

13. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

a) La composición del rubro corresponde al siguiente detalle:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**4.326.989.360**	**4.540.894.618**
Construcción en Curso	536.448.556	462.213.152
Terrenos	60.524.427	56.987.967
Edificios	469.701.385	557.198.261
Planta y Equipo	3.204.840.870	3.397.049.290
Equipamiento de Tecnologías de la Información	2.644.074	3.606.127
Instalaciones Fijas y Accesorios	6.763.919	7.853.672
Vehículos de Motor	813.545	1.212.948
Otras Propiedades, Planta y Equipo	45.252.584	54.773.201

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**7.180.903.160**	**7.369.485.476**
Construcción en Curso	536.448.556	462.213.152
Terrenos	60.524.427	56.987.967
Edificios	636.044.699	740.938.679
Planta y Equipo	5.856.864.944	6.005.459.847
Equipamiento de Tecnologías de la Información	12.121.154	13.250.504
Instalaciones Fijas y Accesorios	18.887.548	20.976.543
Vehículos de Motor	3.370.794	4.015.203
Otras Propiedades, Planta y Equipo	56.641.038	65.643.581

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(2.853.913.800)**	**(2.828.590.858)**
Edificios	(166.343.314)	(183.740.418)
Planta y Equipo	(2.652.024.074)	(2.608.410.557)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(9.477.080)	(9.644.377)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(12.123.629)	(13.122.871)
Vehículos de Motor	(2.557.249)	(2.802.255)
Otros	(11.388.454)	(10.870.380)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para los ejercicios 2009 y 2008:

movimiento año 2009		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo inicial al 1 de enero de 2009		462.213.152	56.987.967	557.198.261	3.397.049.290	3.606.127	7.853.672	1.212.948	-	54.773.201	**4.540.894.618**
Movimientos	Adiciones	372.901.552	113.678	-	4.456.668	471.729	453.928	140.131	-	10.018.271	**388.555.957**
	Retiros		(4.639)	-	-	(9.967)	-	(54.916)	-	-	**(69.522)**
	Gasto por depreciación	-	-	(14.471.283)	(174.260.775)	(1.166.463)	(871.015)	(328.701)	-	(1.674.503)	**(192.772.740)**
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(43.999.600)	-	-	-	-	-	**(43.999.600)**
	Diferencias de conversión de moneda extranjera	(8.328.806)	(3.731.792)	(82.185.495)	(261.704.168)	(281.061)	(760.511)	(137.722)	-	(6.969.535)	**(364.099.090)**
	Otros incrementos (decrementos)	(290.337.342)	7.159.213	9.159.902	283.299.455	23.709	87.845	(18.195)	-	(10.894.850)	**(1.520.263)**
	Total movimientos	**74.235.404**	**3.536.460**	**(87.496.876)**	**(192.208.420)**	**(962.053)**	**(1.089.753)**	**(399.403)**	**-**	**(9.520.617)**	**(213.905.258)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2009		**536.448.556**	**60.524.427**	**469.701.385**	**3.204.840.870**	**2.644.074**	**6.763.919**	**813.545**	**-**	**45.252.584**	**4.326.989.360**

movimiento año 2008		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2008		274.941.230	52.164.508	477.371.309	3.187.281.527	3.636.033	12.964.017	1.191.607	-	48.974.093	**4.058.524.324**
Movimientos	Adiciones	286.791.216	696.487	357.008	41.916.856	446.865	4.790.143	146.428	-	9.530.142	**344.675.145**
	Desapropiaciones	(5.521.137)	-	-	(128.144)	-	-	(9.153)	-	(12.349)	**(5.670.783)**
	Retiros	-	(25.839)	-	(462.827)	(10.970)	(72.298)	(124.671)	-	-	**(696.605)**
	Gasto por depreciación	-		(13.425.174)	(165.156.698)	(1.636.317)	(677.560)	(362.388)	-	(1.373.098)	**(182.631.235)**
	Diferencias de conversión de moneda extranjera	13.490.691	3.385.722	92.745.934	279.845.504	909.146	751.092	312.385	-	9.142.866	**400.583.340**
	Otros incrementos (decrementos)	(107.488.848)	767.089	149.184	53.753.072	261.370	(9.901.722)	58.740	-	(11.488.453)	**(73.889.568)**
	Total movimientos	**187.271.922**	**4.823.459**	**79.826.952**	**209.767.763**	**(29.906)**	**(5.110.345)**	**21.341**	**-**	**5.799.108**	**482.370.294**
Saldo final al 31 de diciembre de 2008		**462.213.152**	**56.987.967**	**557.198.261**	**3.397.049.290**	**3.606.127**	**7.853.672**	**1.212.948**	**-**	**54.773.201**	**4.540.894.618**

c) Principales inversiones

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

En Chile, destaca entre otros proyectos el avance en la construcción de la Central Térmica a carbón Bocamina II, con una potencia de 370 MW. El proyecto de la Central Térmica Quintero, consistente en un ciclo abierto que operará tanto con GNL como con petróleo diesel con una capacidad de 257 MW. Dicho proyecto se encuentra finalizado y operando completamente desde septiembre de 2009. El proyecto Ampliación Parque Eólico Canela II de 40 aerogeneradores con una potencia de 60 MW, ha sido finalizado y se encuentra operando desde diciembre de 2009, reforzando el compromiso de Endesa Chile con el medio ambiente a través del desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC).

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

d) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el inmovilizado material incluye M$ 132.693.768 y M$ 141.719.601 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:

	31-12-2009			31-12-2008		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Menor a un año	12.798.056	3.166.125	9.631.931	8.948.699	1.556.924	7.391.775
Entre un año y cinco años	54.192.355	12.146.544	50.048.302	62.532.208	4.090.560	58.441.648
Más de cinco años	48.383.017	7.089.994	41.293.023	53.025.710	7.122.121	45.903.589
Total	**115.373.428**	**22.402.663**	**92.970.765**	**124.506.617**	**12.769.605**	**111.737.012**

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A. y corresponden a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. 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. y corresponden a contratos para financiar el proyecto de conversión de la planta termoeléctrica a ciclo combinado (ex Etevensa) 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 + 3,0% y Libor +2,5% respectivamente.

e) Arrendamiento operativo

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

	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Menor a un año	1.464.087	1.854.326
Entre un año y cinco años	6.069.375	6.020.093
Más de cinco años	7.166.850	6.983.257
Total	**14.700.312**	**14.857.676**

f) Otras informaciones

1. Endesa Chile y filiales mantenían al 31 de diciembre de 2009 y 2008 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$ 221.189.921 y M$ 239.936.558, respectivamente.

2. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M$ 261.444.289 y M$ 163.505.942, respectivamente (Ver Nota 30).

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$200.000, 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 de la inversión 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 holgada en los próximos años en la que se estima no se requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad ha registrado al 31 de diciembre de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por MCh$ 43.999.600 pesos.

14. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a) El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es:

Diferencia Temporal	Activos por Impuestos Diferidos		Pasivos por Impuestos Diferidos	
	31-12-2009	31-12-2008	31-12-2009	31-12-2008
	M$	M$	M$	M$
Impuestos Diferidos Relativos a Depreciaciones	55.005.317	69.160.071	314.023.981	376.579.224
Impuestos Diferidos Relativos a Amortizaciones	-	-	6.873.797	7.659.391
Impuestos Diferidos Relativos a Acumulaciones (o devengos)	595.379	673.766	15.800.898	15.176.010
Impuestos Diferidos Relativos a Provisiones	13.842.035	16.389.177	63.521	-
Impuestos Diferidos Relativos a Obligaciones por Beneficios Post Empleo	32.238	-	805.392	984.434
Impuestos Diferidos Relativos a Revaluaciones de Instrumentos Financieros	116.452	393.823	293.219	-
Impuestos Diferidos Relativos a Pérdidas Fiscales	14.874.363	17.929.546	-	-
Impuestos Diferidos Relativos a Otros	10.458.342	5.780.001	10.015.811	(1.024.674)
Impuestos Diferidos	**94.924.126**	**110.326.384**	**347.876.619**	**399.374.385**

b) Los movimientos de los rubros de "Impuestos Diferidos" del Estado de Situación Consolidado en los ejercicios 2009 y 2008 son:

Movimientos impuestos diferidos	activo M$	pasivo M$
Saldo al 01 de enero de 2008	**96.612.703**	**360.951.167**
Incremento (decremento) en Resultados	7.897.819	12.501.699
Incremento (decremento) en Patrimonio	710.637	(9)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	5.105.225	25.921.528
Saldo al 31 de diciembre de 2008	**110.326.384**	**399.374.385**
Incremento (decremento) en Resultados	(672.698)	(22.160.048)
Incremento (decremento) en Patrimonio	(2.219.677)	133.193
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(12.509.883)	(29.470.911)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	**94.924.126**	**347.876.619**

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 2009 y 2008, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M$ 4.191.442 y M$ 6.663.979, respectivamente. Las pérdidas tributarias asociadas a los montos antes descritos no tienen fecha de expiración.

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 reviertan en un futuro próximo. Al 31 de diciembre de 2009 el monto total de esta diferencia temporaria no registrada asciende a M$ 164.712.571.

Las sociedades se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarías 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 periodos tributarios, potencialmente sujetas a verificación:

País	Período
Chile	2007-2009
Argentina	2005-2009
Colombia	2003-2009
Perú	2006-2009

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 pueden 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	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	55.354	(9.563)	45.791	(55)	9	(46)
Cobertura de Flujo de Caja	226.196.062	(39.140.071)	187.055.991	(331.840.685)	58.245.740	(273.594.945)
Ajustes por conversión	(251.677.776)	-	(251.677.776)	168.702.437	-	168.702.437
Ajustes de asociadas	14.045.893	2.403.087	16.448.980	(13.749.102)	-	(13.749.102)
Ganancias (Pérdidas) Actuariales Definidas como Beneficios de Planes de Pensiones	(1.143.392)	152.058	(991.334)	(1.884.234)	218.879	(1.665.355)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	**(12.523.859)**	**(36.594.489)**	**(49.118.348)**	**(178.771.639)**	**58.464.628**	**(120.307.011)**

15. PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES.

a) El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 31 de diciembre de 2009		Saldo al 31 de diciembre de 2008		Saldo al 1 de enero de 2008	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Préstamos que Devengan Intereses	**345.355.943**	**1.791.980.967**	**740.117.554**	**2.134.544.298**	**419.296.249**	**1.688.324.335**
Préstamos bancarios	222.518.093	366.393.195	135.341.263	648.566.107	137.165.649	274.764.168
Obligaciones no garantizadas	72.450.230	1.239.971.152	560.869.203	1.287.238.135	250.663.027	1.281.827.932
Obligaciones garantizadas	11.023.415	28.559.670	-	-	-	-
Arrendamiento financiero	9.631.931	83.338.834	7.391.775	104.345.237	7.094.714	56.781.674
Otros préstamos	29.732.274	73.718.116	36.515.313	94.394.819	24.372.859	74.950.561
Total	**345.355.943**	**1.791.980.967**	**740.117.554**	**2.134.544.298**	**419.296.249**	**1.688.324.335**

b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2009
					Indeterminado M$	Hasta un Mes M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Cinco Años M$	Cinco Años o Más M$	M$
Chile	US$	Semestral	2,22%	Sin Garantía	-	-	370.984	163.384.485	**163.755.469**	104.732.133	104.514.183	**209.246.316**
Perú	US$	Trimestral	5,12%	Sin Garantía	-	-	11.446.321	6.188.337	**17.634.658**	13.297.208	11.561.913	**24.859.121**
Perú	Soles	Trimestral	4,37%	Sin Garantía	-	-	87.177	-	**87.177**	19.540.273	-	**19.540.273**
Argentina	US$	Semestral	8,70%	Sin Garantía	-	-	8.324.583	13.621.109	**21.945.692**	36.113.536	-	**36.113.536**
Argentina	$ Arg	Semestral	11,52%	Sin Garantía	-	-	3.963.387	5.538.868	**9.502.255**	972.164	-	**972.164**
Colombia	$ Col	Semestral	12,93%	Sin Garantía	-	-	-	9.592.842	**9.592.842**	-	75.661.785	**75.661.785**
				Total	**-**	**-**	**24.192.452**	**198.325.641**	**222.518.093**	**174.655.314**	**191.737.881**	**366.393.195**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente al 31/12/2008	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2008
					Indeterminado M$	Hasta un Mes M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Cinco Años M$	Cinco Años o Más M$	M$
Chile	US$	Semestral	2,56%	Sin Garantía	-	-	1.133.150	4.671.629	**5.804.779**	344.742.110	113.584.688	**458.326.798**
Perú	US$	Trimestral	5,79%	Sin Garantía	-	-	3.184.277	38.431.273	**41.615.550**	-	42.424.463	**42.424.463**
Perú	Soles	Trimestral	6,60%	Sin Garantía	-	-	-	78.814	**78.814**	11.958.775	-	**11.958.775**
Argentina	US$	Semestral	8,73%	Sin Garantía	-	-	11.027.728	18.935.559	**29.963.287**	44.946.682	-	**44.946.682**
Argentina	$ Arg	Semestral	11,73%	Sin Garantía	-	-	1.351.264	13.623.308	**14.974.572**	2.510.699	1.255.471	**3.766.170**
Colombia	$ Col	Semestral	13,16%	Sin Garantía	-	-	-	42.904.261	**42.904.261**	-	87.143.219	**87.143.219**
				Total	**-**	**-**	**16.696.419**	**118.644.844**	**135.341.263**	**404.158.266**	**244.407.841**	**648.566.107**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente al 01/01/2008	Vencimiento		Total No Corriente al 01/01/2008
					Indeterminado M$	Hasta un Mes M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Cinco Años M$	Cinco Años o Más M$	M$
Chile	US$	Semestral	3,71%	Sin Garantía	-	-	3.097.022	48.234.904	**51.331.926**	42.623.343	62.216.275	**104.839.618**
Perú	US$	Trimestral	4,39%	Sin Garantía	-	-	-	16.398.362	**16.398.362**	12.923.615	23.021.791	**35.945.406**
Perú	Soles	Trimestral	6,34%	Sin Garantía	-	-	10.038.137	18.077.771	**28.115.908**	-	-	**-**
Argentina	US$	Semestral	8,75%	Sin Garantía	-	-	1.202.664	13.377.027	**14.579.691**	54.539.572	-	**54.539.572**
Argentina	$ Arg	Semestral	1,75%	Sin Garantía	-	-	1.082.226	921.452	**2.003.678**	2.488.790	2.488.790	**4.977.580**
Colombia	$ Col	Semestral	12,11%	Sin Garantía	-	-	-	24.736.084	**24.736.084**	-	74.461.992	**74.461.992**
				Total	**-**	**-**	**15.420.049**	**121.745.600**	**137.165.649**	**112.575.320**	**162.188.848**	**274.764.168**

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2009 asciende a M$ 661.136.716 y al 31 de diciembre de 2008 a M$ 979.765.893.

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor.

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	12-2009						12-2008						12-2007					
					Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente
Celta	BANESTO	US$	6,83%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.047.648	-	2.047.648	-	-	-
Chinango	BANCO CONTINENTAL	Soles	4,60%	Al vencimiento	19.996	-	19.996	5.156.948	-	5.156.948	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	BANCO CONTINENTAL	US$	3,21%	Al vencimiento	1.028.759	-	1.028.759	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	BANCO CONTINENTAL	US$	3,52%	Al vencimiento	15.962	1.014.199	1.030.161	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	BANCO CONTINENTAL	US$	4,12%	Al vencimiento	27.890	1.471.230	1.499.120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	BANCO CONTINENTAL	Soles	3,80%	Al vencimiento	1.228	-	1.228	1.403.251	-	1.403.251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	BANCO DE CREDITO	US$	5,70%	Al vencimiento	5.072.753	-	5.072.753	-	-	-	-	6.368.554	6.368.554	-	-	-	-	1.491.167	1.491.167	-	-	-
Edegel	BANCO DE CREDITO	US$	7,19%	Trimestral	3.681.430	-	3.681.430	-	10.690.495	10.690.495	-	6.368.554	6.368.554	-	-	-	-	1.988.223	1.988.223	-	-	-
Edegel	BANCO CONTINENTAL	US$	3,97%	Trimestral	1.619.527	-	1.619.527	7.820.494	-	7.820.494	-	1.592.747	1.592.747	-	11.855.402	11.855.402	-	1.486.689	1.486.689	-	10.496.053	10.496.053
Edegel	BANCO SCOTIABANK	US$	3,08%	Semestral	-	3.652.838	3.652.838	5.476.714	-	5.476.714	-	4.585.278	4.585.278	-	12.879.026	12.879.026	-	3.628.490	3.628.490	-	6.950.717	6.950.717
Edegel	BANCO CONTINENTAL	Soles	4,28%	Al vencimiento	13.155	-	13.155	2.631.096	-	2.631.096	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	BANCO CONTINENTAL	Soles	4,40%	Al vencimiento	25.609	-	25.609	5.262.192	-	5.262.192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	BANCO CONTINENTAL	Soles	4,30%	Al vencimiento	27.189	-	27.189	5.086.786	-	5.086.786	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	BANCO SCOTIABANK	US$	5,95%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	2.547.422	2.547.422	-	-	-	-	1.988.223	1.988.223	-	-	-
Edegel	BANCO WESTLB	US$	5,50%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	10.600.164	10.600.164	-	-	-	-	-	-	7.953.058	-	7.953.058
Edegel	BANCO CONTINENTAL	Soles	6,60%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	78.814	78.814	11.958.775	-	11.958.775	-	9.785.216	9.785.216	-	-	-
Edegel	BANCO DE CREDITO	US$	9,59%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.923.224	10.923.224	-	-	-	-	-	-
Edegel	BANCO CITIBANK	US$	7,12%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	3.184.277	-	3.184.277	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	BANCO CITIBANK	US$	5,00%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	6.368.554	6.368.554	-	-	-	-	4.970.557	4.970.557	4.970.557	-	4.970.557
Edegel	BANCO DE CREDITO	US$	6,02%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	845.013	845.013	-	-	-
Edegel	BANCO SCOTIABANK	Soles	6,55%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.292.555	8.292.555	-	-	-
Edegel	BANCO DE CREDITO	Soles	5,90%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.378.469	-	4.378.469	-	-	-
Edegel	BANCO DE CREDITO	Soles	5,90%	Al vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.659.668	-	5.659.668	-	-	-
Emgesa	Davivienda	$ Col	12,93%	Anual	-	992.230	992.230	-	7.826.033	7.826.033	-	1.088.007	1.088.007	-	8.949.497	8.949.497	-	938.051	938.051	-	7.780.630	7.780.630
Emgesa	Bancolombia	$ Col	12,93%	Anual	-	710.761	710.761	-	5.606.000	5.606.000	-	779.369	779.369	-	6.410.845	6.410.845	-	671.951	671.951	-	5.573.476	5.573.476
Emgesa	Bancolombia	$ Col	12,93%	Anual	-	2.340.613	2.340.613	-	18.461.158	18.461.158	-	2.566.545	2.566.545	-	14.344.532	14.344.532	-	2.212.808	2.212.808	-	12.779.034	12.779.034
Emgesa	BBVA Colombia	$ Col	12,93%	Anual	-	2.594.904	2.594.904	-	20.466.830	20.466.830	-	335.358	335.358	-	16.638.128	16.638.128	-	2.453.214	2.453.214	-	14.773.070	14.773.070
Emgesa	Banco Santander	$ Col	10,38%	Semestral	-	2.954.334	2.954.334	-	23.301.764	23.301.764	-	257.586	257.586	-	-	-	-	1.320.603	1.320.603	-	-	-
Emgesa	BBVA Colombia	$ Col	15,96%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	14.650.645	14.650.645	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Banco Santander	$ Col	16,09%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	11.722.599	11.722.599	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	BANCO DE CREDITO	$ Col	14,62%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	2.855.358	2.855.358	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	CITIBANK	$ Col	15,00%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	8.569.590	8.569.590	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Banco Santander	$ Col	12,13%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	79.204	79.204	-	26.646.764	26.646.764	-	2.793.017	2.793.017	-	23.166.578	23.166.578
Emgesa	Av Villas	$ Col	12,13%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.892.754	9.892.754	-	-	-
Emgesa	Banco de Bogotá	$ Col	12,13%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.453.686	4.453.686	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Santander Río	US$	4,67%	Al vencimiento	706.604	-	706.604	-	-	-	-	404.811	404.811	849.749	-	849.749	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Provincia de Buenos Aires	US$	6,00%	Al vencimiento	685.119	-	685.119	-	-	-	-	1.046.049	1.046.049	-	-	-	1.026.904	-	1.026.904	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Galicia	US$	5,44%	Al vencimiento	385.930	-	385.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Ciudad	US$	5,70%	Al vencimiento	1.034.484	-	1.034.484	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Credit Suisse International	US$	12,26%	Al vencimiento	2.176.661	-	2.176.661	2.173.458	-	2.173.458	2.734.159	8.187.052	10.921.211	2.727.679	-	2.727.679	-	4.278.999	4.278.999	10.647.556	-	10.647.556
Endesa Costanera S.A.	Citibank	US$	5,00%	Al vencimiento	-	407.548	407.548	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Nación Argentina	$ Arg	12,50%	Al vencimiento	686.987	2.668.948	3.355.935	-	-	-	-	4.617.885	4.617.885	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Mediocredito Italiano	$ Arg	1,75%	Al vencimiento	-	1.951.134	1.951.134	972.164	-	972.164	1.267.768	1.255.391	2.523.159	2.510.699	1.255.471	3.766.170	1.082.226	921.452	2.003.678	2.488.790	2.488.790	4.977.580
Endesa Costanera S.A.	Banco Santander Río	$ Arg	21,75%	Al vencimiento	306.929	-	306.929	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor (continuación).

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	12-2009						12-2008						12-2007					
					Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente
Endesa Costanera S.A.	Banco Comafi	$ Arg	15,00%	Al vencimiento	404.479	-	404.479	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Itau	$ Arg	19,47%	Al vencimiento	1.730.145	918.786	2.648.931	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Citibank	$ Arg	13,00%	Al vencimiento	562.347	-	562.347	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Galicia	$ Arg	6,39%	Al vencimiento	257.554	-	257.554	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Citibank	US$	5,32%	Al vencimiento	-	1.136.571	1.136.571	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Galicia	US$	6,39%	Al vencimiento	158.669	-	158.669	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Bladex	US$	5,88%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	722.371	573.624	1.295.995	-	-	-	-	885.686	885.686	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco itau	US$	11,13%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	1.298.740	1.298.740	-	-	-	-	2.415.322	2.415.322	-	-	-
Endesa Costanera S.A.	Banco Ciudad	$ Arg	6,70%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	1.120.666	1.120.666	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa S.A. (Chile)	B.N.P. Paribas	US$	5,96%	Semestral	-	901.716	901.716	1.659.304	2.488.955	4.148.259	-	3.270.303	3.270.303	2.082.556	4.165.111	6.247.667	-	3.229.981	3.229.981	3.261.481	4.064.740	7.326.221
Endesa S.A. (Chile)	Export Development Corpotation Loan	US$	2,50%	Semestral	-	759.503	759.503	1.452.034	1.452.035	2.904.069	-	1.016.983	1.016.983	1.822.416	2.733.624	4.556.040	-	859.804	859.804	1.422.798	2.845.597	4.268.395
Endesa S.A. (Chile)	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	15.866.003	15.866.003	-	30.540.510	30.540.510	-	-	-	19.855.862	37.226.224	57.082.086	-	-	-	-	-	-
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	12.675.768	12.675.768	17.110.472	16.594.577	33.705.049	-	12.508	12.508	37.356.336	20.821.447	58.177.783	-	27.903	27.903	4.180.739	10.973.496	15.154.235
Endesa S.A. (Chile)	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	8.241.742	8.241.742	-	25.143.298	25.143.298	-	-	-	10.325.048	31.547.647	41.872.695	-	-	-	-	-	-
Endesa S.A. (Chile)	Banco Santander Central Hispano S.A.	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	10.771.619	10.771.619	17.110.472	16.594.577	33.705.049	-	-	-	34.973.632	20.821.447	55.795.079	-	-	-	3.553.628	10.973.496	14.527.124
Endesa S.A. (Chile)	Citibank NA ,Nassau, Bahamas Branch	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	15.840.616	15.840.616	17.110.472	-	17.110.472	-	-	-	41.327.508	-	41.327.508	-	-	-	5.225.923	10.973.496	16.199.419
Endesa S.A. (Chile)	Ing Bank N.V.	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	20.326.059	20.326.059	-	-	-	-	-	-	25.415.503	-	25.415.503	-	-	-	6.689.182	-	6.689.182
Endesa S.A. (Chile)	San Paolo IMI S.p.A	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	12.672.493	12.672.493	-	-	-	-	-	-	15.884.689	-	15.884.689	-	-	-	4.180.739	-	4.180.739
Endesa S.A. (Chile)	HSBC Bank plc Spanish Branch	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	10.560.411	10.560.411	-	-	-	-	-	-	13.237.241	-	13.237.241	-	-	-	3.483.949	-	3.483.949
Endesa S.A. (Chile)	ABN AMRO Bank	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	5.280.206	5.280.206	-	-	-	-	-	-	6.618.621	-	6.618.621	-	-	-	1.741.975	-	1.741.975
Endesa S.A. (Chile)	Instituto de Credito Oficial	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	5.280.206	5.280.206	10.139.539	-	10.139.539	-	-	-	19.342.560	-	19.342.560	-	-	-	1.741.975	6.503.260	8.245.235
Endesa S.A. (Chile)	Deutsche Bank AG New York Branch	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	4.224.164	4.224.164	-	-	-	-	-	-	5.294.896	-	5.294.896	-	-	-	1.393.130	-	1.393.130
Endesa S.A. (Chile)	The Royal Bank of Scotland PLC	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	-	-	5.069.769	-	5.069.769	-	-	-	6.361.969	-	6.361.969	-	-	-	-	3.251.407	3.251.407
Endesa S.A. (Chile)	Export Development Corpotation Loan	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	-	-	12.674.424	-	12.674.424	-	-	-	15.904.926	-	15.904.926	-	-	-	-	8.128.516	8.128.516
Endesa S.A. (Chile)	B.N.P. Paribas Panama Branch	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	-	-	10.139.539	-	10.139.539	-	-	-	12.723.939	-	12.723.939	-	-	-	-	6.502.812	6.502.812
Endesa S.A. (Chile)	Banco Español de crédito S.A. N.Y.B.	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	-	-	5.069.769	12.571.649	17.641.418	-	-	-	7.777.597	15.773.824	23.551.421	-	-	-	-	3.251.407	3.251.407
Endesa S.A. (Chile)	Banco Estado	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	-	-	6.970.933	-	6.970.933	-	-	-	8.747.708	-	8.747.708	-	-	-	-	4.963.412	4.963.412
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of Nova Scotia	US$	1,60%	Al Vencimiento	-	5.068.997	5.068.997	-	-	-	-	-	-	6.353.876	-	6.353.876	-	-	-	1.672.295	-	1.672.295
Endesa S.A. (Chile)	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	US$	2,28%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	72.555	72.555	-	-	-	-	-	-	5.225.923	-	5.225.923
Endesa S.A. (Chile)	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	US$	1,77%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	16.298	16.298	-	-	-	-	18.368	18.368	2.717.480	-	2.717.480
Hidroeléctrica El Chocón	Deutsche Bank	US$	3,80%	Al vencimiento	1.508.290	4.437.126	5.945.416	10.564.564	-	10.564.564	3.785.599	3.712.642	7.498.241	20.684.627	-	20.684.627	87.880	2.898.510	2.986.390	21.946.008	-	21.946.008
Hidroeléctrica El Chocón	Standard Bank	US$	3,80%	Al vencimiento	1.508.290	4.437.126	5.945.416	10.564.564	-	10.564.564	3.785.599	3.712.641	7.498.240	20.684.627	-	20.684.627	87.880	2.898.510	2.986.390	21.946.008	-	21.946.008
Hidroeléctrica El Chocón	Sindicado	US$	18,67%	Al vencimiento	160.537	3.202.738	3.363.275	12.810.950	-	12.810.950	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica El Chocón	Ciudad	$ Arg	21,50%	Al vencimiento	14.946	-	14.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica El Chocón	Santander Río	$ Arg	17,44%	Semestral	-	-	-	-	-	-	83.496	6.629.366	6.712.862	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Gas Atacama Holding Lt	PNC BANK	US$	3,09%	Semestral	-	-	-	225.406	-	225.406	8.357	282.982	291.339	565.964	-	565.964	-	-	-	-	-	-
Inversiones Gas Atacama Holding Lt	SC GROUP	US$	7,50%	Anual	-	34.965.052	34.965.052	-	-	-	-	-	-	53.722.804	-	53.722.804	-	44.098.848	44.098.848	-	662.790	662.790
Pangue	Export Development Corporation	US$	1,63%	Semestral	370.984	-	370.984	-	-	-	948.555	-	948.555	462.087	-	462.087	-	-	-	-	-	-
Pangue	Export Development Corporation	US$	3,75%	Semestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	772.559	-	772.559	-	1.218.197	1.218.197
Pangue	Kreditanstalf Für Wiederaubau	US$	4,85%	Semestral	-	-	-	-	-	-	176.238	-	176.238	-	-	-	276.815	-	276.815	-	-	-
							222.518.093			366.393.195			135.341.263			648.566.107			137.165.649			274.764.168

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2009
					Indeterminado M$	Hasta un Mes M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Cinco Años M$	Cinco Años o Más M$	M$
Chile	US$	Semestral	8,22%	Sin Garantía	-	-	15.916.932	-	**15.916.932**	-	454.187.524	**454.187.524**
Chile	Ch$	Trimestral	4,95%	Sin Garantía	-	-	1.081.503	6.802.729	**7.884.232**	9.968.809	383.138.979	**393.107.788**
Perú	US$	Semestral	6,97%	Sin Garantía	-	-	-	789.504	**789.504**	4.056.799	27.505.653	**31.562.452**
Perú	Soles	Trimestral	6,50%	Sin Garantía	-	-	-	314.504	**314.504**	-	30.397.929	**30.397.929**
Colombia	$ Col	Semestral	7,93%	Sin Garantía	-	-	-	47.545.058	**47.545.058**	-	330.715.459	**330.715.459**
				Total	**-**	**-**	**16.998.435**	**55.451.795**	**72.450.230**	**14.025.608**	**1.225.945.544**	**1.239.971.152**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente al 31/12/2008	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2008
					Indeterminado M$	Hasta un Mes M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Cinco Años M$	Cinco Años o Más M$	M$
Chile	US$	Semestral	8,20%	Sin Garantía	-	-	-	422.884.409	**422.884.409**	-	538.625.726	**538.625.726**
Chile	CH$	Trimestral	4,97%	Sin Garantía	-	-	-	3.630.353	**3.630.353**	10.211.424	406.826.537	**417.037.961**
Perú	Soles	Trimestral	6,48%	Sin Garantía	-	-	-	15.282.707	**15.282.707**	23.309.478	45.260.921	**68.570.399**
Perú	US$	Semestral	5,80%	Sin Garantía	-	-	-	13.448.960	**13.448.960**	5.094.843	25.295.850	**30.390.693**
Colombia	$ Col.	Semestral	13,05%	Sin Garantía	-	-	105.622.774	-	**105.622.774**	-	232.613.356	**232.613.356**
				Total	**-**	**-**	**105.622.774**	**455.246.429**	**560.869.203**	**38.615.745**	**1.248.622.390**	**1.287.238.135**

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente al 31/12/2007	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2007
					Indeterminado M$	Hasta un Mes M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Cinco Años M$	Cinco Años o Más M$	M$
Chile	US$	Semestral	8,11%	Sin Garantía	-	-	-	228.001.588	**228.001.588**	-	728.590.172	**728.590.172**
Chile	CH$	Trimestral	4,72%	Sin Garantía	-	-	-	2.951.811	**2.951.811**	9.340.386	176.486.204	**185.826.590**
Perú	Soles	Trimestral	6,49%	Sin Garantía	-	-	12.947.996	3.317.022	**16.265.018**	21.560.644	41.462.774	**63.023.418**
Perú	US$	Semestral	5,55%	Sin Garantía	-	-	-	-	**-**	4.970.557	18.888.119	**23.858.676**
Colombia	$ Col.	Semestral	13,05%	Sin Garantía	-	-	3.444.610	-	**3.444.610**	78.296.651	202.232.425	**280.529.076**
				Total	**-**	**-**	**16.392.606**	**234.270.421**	**250.663.027**	**114.168.238**	**1.167.659.694**	**1.281.827.932**

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

Año 2009

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente al 31/12/2009	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2009
					Indeterminado M$	Hasta un Mes M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	M$	Uno a Cinco Años M$	Cinco Años o Más M$	M$
Perú	US$	Semestral	6,06%	Con Garantía	-	-	-	72.618	**72.618**	10.141.998	-	**10.141.998**
Perú	Soles	Semestral	6,28%	Con Garantía	-	-	-	10.950.797	**10.950.797**	9.647.352	8.770.320	**18.417.672**
				Total	**-**	**-**	**-**	**11.023.415**	**11.023.415**	**19.789.350**	**8.770.320**	**28.559.670**

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2009 asciende a M$ 1.681.709.406 y al 31 de diciembre de 2008 a M$ 2.199.232.570.

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No garantizadas por Deudor.

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	12-2009						12-2008						12-2007					
					Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	mas de 10 años	Total No Corriente
Chinango	Banco Continental	Soles	6,72%	SI	-	6.218.332	6.218.332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	Banco Continental	Soles	6,47%	SI	-	55.078	55.078	-	4.385.160	4.385.160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	Banco Continental	Soles	6,09%	SI	-	4.431.993	4.431.993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	Banco Continental	Soles	6,16%	SI	-	29.644	29.644	5.262.192	-	5.262.192	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	Banco Continental	Soles	6,16%	SI	-	123.662	123.662	-	4.385.160	4.385.160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	Banco Continental	Soles	5,91%	SI	-	92.088	92.088	4.385.160	-	4.385.160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chinango	Banco Continental	US$	6,06%	SI	-	72.618	72.618	10.141.998	-	10.141.998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Continental	Soles	6,31%	No	-	6.920	6.920	-	4.385.160	4.385.160	-	-	-	-	5.067.278	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	6,28%	No	-	-	-	-	4.385.160	4.385.160	-	-	-	-	5.067.278	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	6,75%	No	-	78.933	78.933	-	3.508.128	3.508.128	-	-	-	-	4.053.822	4.053.822	-	-	-	-	3.317.017	3.317.017
Edegel	Banco Continental	Soles	6,50%	No	-	80.760	80.760	-	4.385.160	4.385.160	-	-	-	-	5.067.278	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	6,44%	No	-	30.582	30.582	-	4.385.160	4.385.160	-	-	-	-	5.067.278	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	6,63%	No	-	14.526	14.526	-	4.385.160	4.385.160	-	-	-	-	5.067.278	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	6,59%	No	-	102.783	102.783	-	4.964.001	4.964.001	-	-	-	-	5.736.153	5.736.153	4.975.533	-	4.975.533	-	-	-
Edegel	Banco Continental	US$	5,97%	No	-	108.963	108.963	4.056.799	-	4.056.799	-	-	-	5.094.843	-	5.094.843	-	-	-	-	8.947.008	8.947.008
Edegel	Banco Continental	US$	6,34%	No	-	138.506	138.506	-	5.070.999	5.070.999	-	-	-	-	6.368.554	6.368.554	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Continental	US$	9,00%	No	-	59.148	59.148	-	4.929.095	4.929.095	-	-	-	-	6.190.187	6.190.187	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Continental	US$	7,78%	No	-	143.209	143.209	-	4.140.994	4.140.994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Continental	US$	7,13%	No	-	102.050	102.050	-	3.222.567	3.222.567	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Scotiabank	US$	6,63%	No	-	153.978	153.978	-	5.070.999	5.070.999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Scotiabank	US$	6,00%	No	-	83.650	83.650	-	5.070.999	5.070.999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Continental	Soles	6,91%	No	-	-	-	-	-	-	-	15.282.707	15.282.707	-	-	-	-	-	-	11.609.577	-	11.609.577
Edegel	Banco Continental	US$	3,75%	No	-	-	-	-	-	-	-	6.724.480	6.724.480	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edegel	Banco Continental	Soles	6,72%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.094.189	-	7.094.189	-	-	-	5.804.789	-	5.804.789
Edegel	Banco Continental	Soles	6,47%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.067.278	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	6,09%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.067.278	-	5.067.278	-	-	-	4.146.278	-	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	6,16%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.080.733	-	6.080.733	-	-	-	-	4.975.533	4.975.533
Edegel	Banco Continental	Soles	6,16%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.067.278	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	Soles	5,91%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.067.278	-	5.067.278	-	-	-	-	4.146.278	4.146.278
Edegel	Banco Continental	US$	6,06%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.737.109	12.737.109	-	-	-	-	9.941.111	9.941.111
Edegel	Banco Continental	US$	3,75%	No	-	-	-	-	-	-	-	6.724.480	6.724.480	-	-	-	-	-	-	4.970.557	-	4.970.557
Edegel	Banco Continental	Soles	8,50%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.317.022	3.317.022	-	-	-
Edegel	Banco Continental	Soles	6,00%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.710.089	-	3.710.089	-	-	-
Edegel	Banco Continental	Soles	6,47%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.262.374	-	4.262.374	-	-	-
Emgesa	Bonos B10	$ Col	8,88%	No	-	77.674	77.674	-	54.124.027	54.124.027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos A-10	$ Col	7,33%	No	-	313.888	313.888	-	42.170.891	42.170.891	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos B-103	$ Col	7,64%	No	-	2.781.270	2.781.270	-	9.922.563	9.922.563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos A102	$ Col	7,33%	No	-	41.039.701	41.039.701	-	59.535.375	59.535.375	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos A5	$ Col	5,77%	No	-	98.880	98.880	-	12.264.287	12.264.287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos B10	$ Col	8,04%	No	-	446.152	446.152	-	39.705.134	39.705.134	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos B15	$ Col	8,34%	No	-	160.448	160.448	-	13.767.556	13.767.556	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos A5	$ Col	9,27%	No	-	1.063.229	1.063.229	-	22.876.468	22.876.468	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos B9	$ Col	8,16%	No	-	1.101.083	1.101.083	-	54.127.579	54.127.579	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos B12	$ Col	8,35%	No	-	462.733	462.733	-	22.221.579	22.221.579	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos B10	$ Col	12,17%	No	-	-	-	-	-	-	1.826.096	-	1.826.096	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos C10	$ Col	10,25%	No	-	-	-	-	-	-	68.540	-	68.540	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos C10	$ Col	9,88%	No	-	-	-	-	-	-	126.554	-	126.554	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos B10	$ Col	12,86%	No	-	-	-	-	-	-	461.795	-	461.795	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emgesa	Bonos A-10	$ Col	12,56%	No	-	-	-	-	-	-	6.382.490	-	6.382.490	-	59.571.713	59.571.713	-	-	-	-	51.791.231	51.791.231
Emgesa	Bonos B-103	$ Col	13,28%	No	-	-	-	-	-	-	6.115.741	-	6.115.741	-	48.224.720	48.224.720	3.444.610	-	3.444.610	-	41.926.234	41.926.234
Emgesa	Bonos A102	$ Col	12,56%	No	-	-	-	-	-	-	2.648.540	-	2.648.540	-	11.346.993	11.346.993	-	-	-	-	9.864.996	9.864.996
Emgesa	BONOS B COI14B00021	$ Col	13,98%	No	-	-	-	-	-	-	4.302.930	-	4.302.930	-	113.469.930	113.469.930	-	-	-	-	98.649.964	98.649.964
Emgesa	Bonos B10	$ Col	12,17%	No	-	-	-	-	-	-	57.905.331	-	57.905.331	-	-	-	-	-	-	56.680.570	-	56.680.570
Emgesa	Bonos C10	$ Col	10,25%	No	-	-	-	-	-	-	3.083.910	-	3.083.910	-	-	-	-	-	-	4.333.425	-	4.333.425
Emgesa	Bonos C10	$ Col	9,88%	No	-	-	-	-	-	-	5.365.037	-	5.365.037	-	-	-	-	-	-	2.485.162	-	2.485.162
Emgesa	Bonos B10	$ Col	12,86%	No	-	-	-	-	-	-	17.335.810	-	17.335.810	-	-	-	-	-	-	14.797.494	-	14.797.494
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-	US$	7,88%	No	3.425.699	-	3.425.699	-	102.917.226	102.917.226	-	4.299.519	4.299.519	-	137.448.195	137.448.195	-	3.749.967	3.749.967	-	110.666.143	110.666.143
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-	US$	7,33%	No	1.095.470	-	1.095.470	-	35.440.766	35.440.766	-	144.292.497	144.292.497	-	-	-	-	3.336.409	3.336.409	-	108.519.461	108.519.461
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión S-	US$	8,13%	No	693.840	-	693.840	-	15.095.048	15.095.048	-	870.822	870.822	-	22.098.558	22.098.558	-	389.219	389.219	-	5.888.764	5.888.764
Endesa S.A. (Chile)	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Ch$	6,20%	No	1.081.503	314.143	1.395.646	1.256.571	27.717.199	28.973.770	-	1.445.988	1.445.988	1.287.154	36.443.753	37.730.907	-	1.337.624	1.337.624	1.177.360	19.450.567	20.627.927
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of New York Mellon - 144 - A	US$	8,35%	No	7.057.142	-	7.057.142	-	211.634.298	211.634.298	-	8.857.263	8.857.263	-	252.964.910	252.964.910	-	6.915.053	6.915.053	-	197.088.673	197.088.673
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of New York Mellon - 144 - A	US$	8,63%	No	3.644.781	-	3.644.781	-	99.962.409	99.962.409	-	4.574.484	4.574.484	-	126.114.063	126.114.063	-	3.571.397	3.571.397	-	108.545.253	108.545.253
Endesa S.A. (Chile)	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Ch$	6,20%	No	-	5.421.895	5.421.895	8.712.238	66.125.845	74.838.083	-	1.091.714	1.091.714	8.924.270	72.121.018	81.045.288	-	998.591	998.591	8.163.026	41.610.882	49.773.908
Endesa S.A. (Chile)	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Ch$	3,80%	No	-	657.013	657.013	-	83.760.687	83.760.687	-	673.003	673.003	-	85.797.535	85.797.535	-	615.596	615.596	-	115.424.755	115.424.755
Endesa S.A. (Chile)	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Ch$	4,75%	No	-	409.678	409.678	-	194.673.025	194.673.025	-	419.648	419.648	-	212.464.231	212.464.231	-	-	-	-	-	-
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of New York Mellon - Tercera Emisión S-	US$	8,50%	No	-	-	-	-	-	-	-	259.989.824	259.989.824	-	-	-	-	4.223.565	4.223.565	-	197.881.878	197.881.878
Endesa S.A. (Chile)	The Bank of New York Mellon - Segunda Emisión 1	US$	7,75%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205.815.978	205.815.978	-	-	-
							83.473.645			1.268.530.822			560.869.203			1.287.238.135			250.663.027			1.281.827.932

15.1 Deuda de cobertura.

De la deuda de Endesa Chile en dólares, al 31 de diciembre de 2009 M$ 964.291.218 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 17). Al 31 de diciembre de 2008 dicho monto ascendía a M$ 1.361.366.550.

El movimiento durante los ejercicios 2009 y 2008 en el rubro "Patrimonio Neto: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31 de diciembre de 2009 M$	31 de diciembre de 2008 M$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	(96.503.511)	169.344.561
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	191.831.708	(254.801.338)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos	(6.263.472)	(16.083.248)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	**89.064.725**	**(101.540.025)**

15.2 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, Endesa Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M$ 152.130.000 y M$ 127.290.000, respectivamente.

Diversos contratos de deuda de la sociedad como de algunas de sus filiales incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos.

En el mes de junio de 2009, la Compañía convino con los acreedores de sus préstamos bancarios los nuevos límites en sus covenants financieros; básicamente, los nuevos límites se fijaron manteniendo las holguras para el endeudamiento, de modo que el efecto de la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF fuera neutro.

En el caso de los bonos locales, emitidos en unidades de fomento, cuyos covenants financieros están vinculados a los estados financieros bajo Chile GAAP en formato FECU, las certificaciones de dichos covenants a marzo, junio y septiembre de 2009 se hicieron usando la mejor asociación de las cuentas FECU con la nueva presentación bajo NIIF, manteniendo el fondo contractual y el sentido de los convenants definidos bajo el anterior formato FECU. Las holguras existentes son significativas, por lo que no hay riesgo de incumplir las exigencias al 31 de diciembre de 2009. Con fecha 13 de enero de 2010 se ha publicado la primera citación para las juntas de tenedores de bonos de cada una de las series de Endesa Chile, las que se realizarán el día 28 de enero de 2010, donde se propondrán los cambios a los covenants financieros necesarios para reflejar los efectos del cambio de norma contable.

Algunos de los contratos de deuda financiera de Endesa Chile contienen cláusulas de incumplimiento cruzado ("cross default" en inglés). Dos préstamos sindicados por Ley del Estado de Nueva York de Endesa Chile estipulan que para que haya un cross default por causal de un pago en mora, ya sea de intereses y/o capital, sea éste de Endesa Chile o de sus Relevant Subsidiaries. Un préstamo sindicado por Ley de Nueva York de Endesa Chile, suscrito en 2008, no hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de uno o más de estos préstamos debido al cross default originado en otra deuda, deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado en el contrato. Adicionalmente, Endesa Chile suscribió en diciembre 2009 préstamos bajo Ley Chilena que estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor. En todos los casos mencionados anteriormente el monto en mora debe exceder US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

En los bonos de Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, con posterioridad a la enmienda aprobada por los bonistas en el mes de julio de 2009, 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 US$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. En forma análoga al caso anterior, el aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática sino que debe exigirlo los dueños de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales, se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones contractuales cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

16. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

Entre los principios básicos definidos por el Grupo destacan los siguientes:

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

16.1. 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 47% a diciembre de 2009.

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 collars que aseguran la tasa Libor dentro de una banda determinada, o 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:

	31-12-2009 %	31-12-2008 %
Tasa de interés fijo	46%	52%
Tasa de interés protegida	1%	3%
Tasa de interés variable	53%	45%
Total	100%	100%

16.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo 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.

16.3. 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.

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

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

16.4. 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 con respecto a las características y condiciones de los derivados financieros ver nota 17.

Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Endesa tenía una liquidez de M$ 446.438.229 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 152.130.000 en líneas de crédito disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2008, el Grupo tenía una liquidez de M$ 719.217.834 en efectivo y otros medios equivalentes, y M$ 127.290.000 en líneas de crédito disponibles de forma incondicional.

16.5. 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 (Moodys, S&P y Fitch).

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

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 90% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A.

16.6. 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 Monte-Carlo. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

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

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

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

Posiciones financieras	Saldo al	
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Tasa de interés	16.308.634	19.723.792
Tipo de cambio	734.415	-
Correlación	(813.296)	-
Total	**16.229.753**	**19.723.792**

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado a lo largo de los años 2009 y 2008 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio.

17. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

17.1 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 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2009					
	Activos financieros mantenidos para negociar M$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros disponible para la venta M$	Derivados de cobertura M$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	1.536.089	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	397.426.364	-	-
Total corto plazo	1.536.089	-	-	397.426.364	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.487.796	-
Instrumentos derivados	732.253	-	-	-	-	590.622
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	67.047.589	-	-
Total largo plazo	732.253	-	-	67.047.589	2.487.796	590.622
Total	2.268.342	-	-	464.473.953	2.487.796	590.622

	31 de diciembre de 2008					
	Activos financieros mantenidos para negociar M$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros disponible para la venta M$	Derivados de cobertura M$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	408.505.738	-	-
Total corto plazo	-	-	-	408.505.738	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.432.507	-
Instrumentos derivados	1.324.219	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	153.743.454	-	-
Total largo plazo	1.324.219	-	-	153.743.454	2.432.507	-
Total	1.324.219	-	-	562.249.192	2.432.507	-

	1 de enero de 2008					
	Activos financieros mantenidos para negociar M$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros disponible para la venta M$	Derivados de cobertura M$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	408.201.348	-	-
Total corto plazo	-	-	-	408.201.348	-	-
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.441.449	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	-
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	95.668.097	-	-
Total largo plazo	-	-	-	95.668.097	2.441.449	-
Total	-	-	-	503.869.445	2.441.449	-

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

	31 de diciembre de 2009			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	-	345.355.943	-
Instrumentos derivados	420.822	-	-	717.980
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	464.701.884	-
Total corto plazo	420.822	-	810.057.827	717.980
Préstamos que devengan interés	-	-	1.791.980.967	-
Instrumentos derivados	-	-	-	2.929.730
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	7.569.739	-
Total largo plazo	-	-	1.799.550.706	2.929.730
Total	420.822	-	2.609.608.533	3.647.710

	31 de diciembre de 2008			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	-	740.117.554	-
Instrumentos derivados	-	-	-	29.824
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	485.071.326	-
Total corto plazo	-	-	1.225.188.880	29.824
Préstamos que devengan interés	-	-	2.134.544.298	-
Instrumentos derivados	-	-	-	7.295.198
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	13.252.372	-
Total largo plazo	-	-	2.147.796.670	7.295.198
Total	-	-	3.372.985.550	7.325.022

	1 de enero de 2008			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	-	419.296.249	-
Instrumentos derivados	-	-	-	3.877.756
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	310.747.266	-
Total corto plazo	-	-	730.043.515	3.877.756
Préstamos que devengan interés	-	-	1.688.324.335	-
Instrumentos derivados	-	-	-	1.409.173
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	10.023.043	-
Total largo plazo	-	-	1.698.347.378	1.409.173
Total	-	-	2.428.390.893	5.286.929

17.2 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 compañía clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja**:** Aquéllas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- Coberturas de valor razonable: *A*quéllas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- Derivados no cobertura: Aquéllos 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 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, 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 2009				31 de diciembre de 2008				1 de enero de 2008			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$	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:	**-**	**509.760**	**717.980**	**2.929.730**	-	-	**29.824**	**7.295.198**	-	-	-	**1.409.173**
Cobertura flujos de caja	-	509.760	717.980	2.929.730	-	-	29.824	7.295.198	-	-	-	1.409.173
Cobertura de tipo de cambio:	**-**	**80.862**	**-**	**-**	-	-	-	-	-	-	**3.877.756**	**-**
Cobertura de flujos de caja	-	80.862	-	-	-	-	-	-	-	-	3.877.756	-
TOTAL	**-**	**590.622**	**717.980**	**2.929.730**	-	-	**29.824**	**7.295.198**	-	-	**3.877.756**	**1.409.173**

- **Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura**

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre **31-12-2009**	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre **31-12-2008**	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(2.372.070)	(4.998.495)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	80.862	-	Flujo de caja
COLLAR	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(685.018)	(2.326.527)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del primer semestre de 2009 y 2008 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

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

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, 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 2009				31 de diciembre de 2008				1 de enero de 2008	
	Activo Corriente M$	Pasivo Corriente M$	Activo No Corriente M$	Pasivo No Corriente M$	Activo Corriente M$	Pasivo Corriente M$	Activo No Corriente M$	Pasivo No Corriente M$	Activo Corriente M$	Pasivo Corriente M$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	1.536.089	-	732.253	-	-	-	1.324.219	-	-	-
Otros pasivos financieros	-	420.822	-	-	-	-	-	-	-	-

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 2009 y 31 de diciembre de 2008, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2009							
		Valor nocional						
	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:	**(3.137.950)**	**37.987.629**	**24.941.637**	**25.121.734**	**1.825.560**	**101.420.000**	**-**	**191.296.560**
Cobertura de flujos de caja	(3.137.950)	37.987.629	24.941.637	25.121.734	1.825.560	101.420.000	-	191.296.560
Cobertura de tipo de cambio:	**-**	**-**	**-**	**5.071.000**	**-**	**-**	**-**	**5.071.000**
Cobertura de flujos de caja	-	-	-	5.071.000	-	-	-	5.071.000
Derivados no designados contablemente de cobertura	**1.847.520**	**91.970.309**	**31.945.255**	**-**	**-**	**-**	**-**	**123.915.564**
TOTAL	**(1.290.430)**	**129.957.938**	**56.886.892**	**30.192.734**	**1.825.560**	**101.420.000**	**-**	**320.283.124**

Derivados financieros	31 de diciembre 2008							
		Valor nocional						
	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:	**(7.325.022)**	**49.380.034**	**42.277.252**	**21.660.515**	**31.529.733**	**2.291.220**	**-**	**147.138.754**
Cobertura de flujos de caja	(7.325.022)	49.380.034	42.277.252	21.660.515	31.529.733	2.291.220	-	147.138.754
Derivados no designados contablemente de cobertura	**1.324.219**	**14.281.412**	**14.281.412**	**13.091.295**	**-**	**-**	**-**	**41.654.119**
TOTAL	**(6.000.803)**	**63.661.446**	**56.558.664**	**34.751.810**	**31.529.733**	**2.291.220**	**-**	**188.792.873**

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.

17.3 Jerarquías del Valor Razonable

17.3.1 Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

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

(b) 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

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2009:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2009 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	590.622	-	590.622	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.268.342	-	2.268.342	-
Activos Financieros Disponibles para la Venta Largo Plazo	63.918	63.918	-	-
Total	**2.922.882**	**63.918**	**2.858.964**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	3.647.710	-	3.647.710	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	420.822	-	420.822	-
Préstamos que devengan intereses largo plazo	11.953.000	-	-	11.953.000
Total	**16.021.532**	**-**	**4.068.532**	**11.953.000**

17.3.2 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 31 de diciembre de 2008	2.429.372
Pérdida imputada en resultado financiero	9.523.628
Saldo al 31 de diciembre de 2009	**11.953.000**

18. ACREEDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

	Corrientes			No corrientes		
Acreedores y Otras Cuentas por Pagar	**31-12-2009 M$**	**31-12-2008 M$**	**01-01-2008 M$**	**31-12-2009 M$**	**31-12-2008 M$**	**01-01-2008 M$**
Acreedores comerciales	57.135.698	112.771.510	69.749.139	-	-	-
Otras cuentas por pagar	316.736.158	234.903.507	195.821.467	7.569.739	13.252.372	10.023.043
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	373.871.856	347.675.017	265.570.606	7.569.739	13.252.372	10.023.043

El detalle de las otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

	Corrientes			No corrientes		
				Uno a cinco años		
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	**31-12-2009 M$**	**31-12-2008 M$**	**01-01-2008 M$**	**31-12-2009 M$**	**31-12-2008 M$**	**01-01-2008 M$**
Proveedores por compra de energía	45.397.559	32.676.565	15.580.296	-	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	40.229.649	80.094.945	54.168.843	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	223.334.117	167.992.391	157.628.256	-	-	-
Dividendos por pagar a terceros	36.555.954	39.074.831	18.393.614	-	-	-
Anticipo clientes (mineros)	11.377.380	11.720.848	9.986.656	-	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	-	-	-	7.361.867	12.903.931	8.538.252
Otras cuentas por pagar	16.977.197	16.115.437	9.812.941	207.872	348.441	1.484.791
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	373.871.856	347.675.017	265.570.606	7.569.739	13.252.372	10.023.043

19. PROVISIONES.

19.1 Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

	Corrientes			No corrientes		
Provisiones	**31-12-2009 M$**	**31-12-2008 M$**	**01-01-2008 M$**	**31-12-2009 M$**	**31-12-2008 M$**	**01-01-2008 M$**
Provisión de reclamaciones legales	14.518.126	15.746.971	8.801.549	9.488.260	571.426	536.682
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	64.175	-	10.198.489	2.283.697	1.819.711
Provisión compra de energía y potencia	2.581.669	5.250.948	7.302.113	-	-	-
Provisión proveedores y servicios	1.677.527	890.967	1.749.431	-	107.895	-
Provisión beneficios a los trabajadores	11.585.987	9.420.144	6.764.376	578	1.592	92.315
Otras provisiones	3.029.915	2.333.256	3.905.359	473.258	325.915	13.741
Total	**33.393.224**	**33.706.461**	**28.522.828**	**20.160.585**	**3.290.525**	**2.462.449**

b) El movimiento de las provisiones durante el ejercicio 2009:

	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	**Total**
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial	16.318.397	2.347.872	18.330.717	36.996.986
Movimientos en Provisiones				
Provisiones Adicionales	10.856.894	8.145.666	(318.365)	18.684.195
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(2.157.517)	(65.100)	5.809.135	3.586.518
Provisión Utilizada	-	-	(2.474.122)	(2.474.122)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	26.940	91.233	-	118.173
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(191.588)	(321.182)	(1.969.698)	(2.482.468)
Otro Incremento (Decremento)	(846.740)	-	(28.733)	(875.473)
Total Movimientos en Provisiones	7.687.989	7.850.617	1.018.217	16.556.823
Saldo Final	**24.006.386**	**10.198.489**	**19.348.934**	**53.553.809**

19.2 Litigios y arbitrajes

A la fecha de formulación de estos Estados Financieros Consolidados intermedios, 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 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 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 cuantía de estos juicios es indeterminada. Las demandadas, entre ellas Endesa Chile, han rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. A la presente fecha en este proceso judicial se dictó la resolución que recibió la causa a prueba, existiendo actualmente recursos de reposición pendientes de resolver por el tribunal.

2. Existen seis procesos judiciales iniciados en los años 2008 y 2009 en contra de de Empresa Eléctrica Pangue S.A., filial chilena de Endesa Chile, cuya cuantía en total es de un valor superior a $53.386.658.000 (aprox. US$ 109 millones), los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones consecuencia de la operación de la central Pangue, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. Pangue S.A. ha contestado dichas demandas sosteniendo que se ajustó a la normativa vigente en la operación de la central y actuó con la debida diligencia y cuidado, no existiendo relación de causalidad entre dichas inundaciones y los vertimientos de dicha central en el período mencionado. Estos procesos se substancian en distintos tribunales y actualmente se encuentran en etapa probatoria o bien con diligencias probatorias pendientes. En el último trimestre Empresa Eléctrica Pangue S.A. solicitó la acumulación de todos estos juicios ante un Juzgado Civil de la ciudad de Santiago, decisión que al día de hoy se encuentra pendiente. Cuatro de los seis procesos fueron cubiertos por una compañía de seguros, la que asumió un riesgo ascendente a aprox. US$ 95 millones. En consecuencia el riesgo patrimonial de Endesa Chile y filiales quedó reducido a US$ 14 millones. En agosto de 2009 Pangue obtuvo sentencia favorable en uno de estos procesos, no cubierto por el seguro, habiéndose rechazado la demanda de $4.927.194.000 (aprox. US$ 10 millones), decisión judicial que fue apelada por los demandantes ante la Corte de Apelaciones respectiva.

3. Los Municipios de Yaguará, Ubalá, Caloto y de Puerto Tejeda pretenden sancionar a Emgesa S.A. ESP. por no presentar las declaraciones de ICA (Impuesto de Industria y Comercio) con base en la Ley 14 de 1981, desconociendo la aplicación de la norma especial (Ley 56 de 1981) que grava a las empresas generadoras únicamente por su capacidad de generación instalada en planta y no por sus ingresos, como pretenden los Municipios, aplicando multas que ascienden al 20% sobre los ingresos informados. La cuantía total de todos estos procesos asciende aprox. a US$69 millones. En algunos de estos procedimientos se han decretado diligencias probatorias, también se ha dado traslado a las partes para que presenten sus correspondientes alegatos de conclusión, y en otros se está a la espera de que sea proferido fallo. En el caso de Ubalá, en el cual la compañía había obtenido fallo de primera instancia favorable, se profirió sentencia de segunda instancia el 6 de Noviembre de 2009 confirmando el fallo de primera. La cuantía de este proceso ascendía a aprox. US$25 millones.

4. En el año 2001 se presentó en contra de 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. El total demandado asciende aproximadamente a US$1.200 millones. Emgesa S.A. ESP. solicitó la vinculación de aproximadamente 80 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose a la presente fecha con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo.

5. 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 ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad depende el mantenimiento de la concesión de aguas. El valor de estas obras asciende a aprox. US$ 85 millones. Emgesa S.A. ESP ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones, de modo de que ellas sean anuladas. El proceso se encuentra en su etapa probatoria.

b) Juicios pendientes en Asociadas (Endesa Brasil y Filiales):

6. 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 sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a AMPLA en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a AMPLA, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que AMPLA sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. La cuantía se estima en US$374,9 millones. La sentencia de primera instancia fue favorable a AMPLA, y apelada por el demandante, apelación que fue acogida. AMPLA interpuso nuevos recursos (Embargos de Declaración) con el objetivo de anular la decisión de los recursos (Embargos de Declaración) anteriores y obtener un nuevo juicio. Los nuevos recursos fueron fallados el 02/06/09 favorablemente a AMPLA, anulando las decisiones del proceso a partir del 14/04/09. Por resoluciones de fechas 1 y 15 de diciembre de 2009, la sentencia de apelación que había acogido el recurso de Meridional fue reformada, manteniéndose la sentencia de primera instancia favorable a AMPLA y al Estado de Rio de Janeiro. Esta sentencia es susceptible de recursos por parte de Meridional.

7. En diciembre de 2002, la sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA y Enertrade Comercializadora de Energía S.A. (“Enertrade”) firmaron un contrato de compraventa de energía eléctrica a 20 años. Dicho contrato fue remitido a la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“ANEEL”) para su evaluación y consecuente homologación y señaló que el precio de la energía debía ser menor. En razón de esa decisión, AMPLA pagó por ese contrato el valor autorizado por ANEEL. En diciembre de 2005 Enertrade demandó arbitralmente a AMPLA ante la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas/RJ. El 19.03.2009 el Tribunal Arbitral dictó sentencia condenando a AMPLA a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 01/01/2004 a 28/08/2006, actualizado y con intereses; ii) pagar los meses de octubre a diciembre de 2003 actualizado y con intereses, más multa de un 2%. Además, el Tribunal falló que el contrato está terminado desde el 28/08/2006 y que AMPLA nada debe a Enertrade después de esa fecha. AMPLA presentó acción anulatoria contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de “anticipación de tutela”, para que sea suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente el litigio pendiente de Enertrade contra ANEEL(“Mandado de Seguridad”), donde se discute la aprobación administrativa del mismo contrato de compraventa de energía objeto del arbitraje. La cuantía se estima en US$41,3 millones. El 22.05.09 se otorgó la “anticipación de tutela”, suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. El 30.06.09 se rechazó el recurso de Enertrade contra esa decisión, confirmándose dicha suspensión. El 09.07.09 se rechazó el pedido de efecto suspensivo solicitado por Enertrade en el recurso (agravo de instrumento). El 20.07.09 Enertrade presentó otro recurso (agravo regimental) contra la decisión que rechazó el pedido de efecto suspensivo antes

solicitado. El 25.08.09 se rechazó el recurso (agravo de regimental) presentado por Enertrade. AMPLA presentó su réplica y adjuntó la sentencia de 1ª instancia dictada en los autos del "mandado de seguranca" de Enertrade v/s ANEEL (el 07.07.09 se dictó sentencia de 1ª instancia, rechazándose la pretensión de ENERTRADE). El 02.09.09 se despachó oficio a la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica) acerca de la "anticipación de tutela", para que sea suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente la acción anulatoria. El 28.09.2009 quedó ejecutoriada la sentencia pronunciada en el litigio de Enetrade contra ANEEL, sentencia que reconoció la obligatoriedad para las partes de la adición al contrato de las condiciones impuestas por ANEEL (la reducción del precio). El 11.11.2009 las partes protocolizaron una petición conjunta requiriendo la suspensión del procedimiento por 30 días y en diciembre solicitaron la renovación de dicha suspensión.

8. La Companhia Brasileira de Antibióticos ("CIBRAN") demanda a la sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al mal servicio suministrado por AMPLA, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. La cuantía se estima en US$45,7 millones aprox. El litigio se encuentra en fase de discusión y prueba.

9. En el año 2007 un diputado estadual y un diputado federal demandaron a la coligada brasilera de distribución COELCE, a la sociedad coligada brasilera de generación CGTF (Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.), a la ANEEL y a la Unión Federal brasilera, solicitando el recálculo inmediato del índice de revisión tarifaria de Coelce para el año 2007, substituyendo el valor de adquisición de la energía térmica por la energía más barata disponible (hidroeléctrica); la nulidad del contrato de suministro de energía firmado con fecha 31 de agosto de 2001 entre Coelce y CGTF por su elevado precio; y que sean incluidos en los cálculos de la revisión tarifaria de Coelce los ingresos adicionales obtenidos por esa filial de mayo a octubre de 2005. La cuantía es indeterminada. En noviembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia favorable a Coelce/CGTF, juzgándose improcedente lo pedido por los demandantes. Los demandantes no presentaron recursos; sin embargo, como se trata de una acción popular, el fallo obligatoriamente debe ser revisado por el Tribunal Regional Federal ("TRF"). Se está a la espera del análisis del recurso por el TRF. El 01.12.2009 se declaró la extinción del proceso, por no corresponder la vía procesal elegida a la pretensión invocada. Esta resolución puede ser objeto de recursos y no se encuentra aún ejecutoriada.

10. El 26.10.2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN, sociedad coligada de Endesa Chile, en razón del supuesto incumplimiento del "Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina" celebrado el 20 de octubre de 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 en la cuantía de R$ 117.666.976 (aprox. US$ 66.753.829) y demás penalidades, por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. El 27.11.09 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.

11. En la década de los 90, gran parte de las sociedades brasileñas proveedoras de servicios básicos entablaron recursos en contra del impuesto denominado COFINS (Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social) por considerar que la Constitución brasileña les exoneraba de dicho gravamen. La gran mayoría de las sociedades perdieron los pleitos. Nuestra sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA ganó el juicio (por el ejercicio 1996 a 2001) porque la Administración Tributaria no recurrió de la decisión de segunda instancia judicial. Sin embargo, la Fiscalía de la Unión Federal inició un proceso excepcional llamado "acción rescisoria" para intentar anular la sentencia firme favorable a AMPLA. En diciembre de 2003 el Tribunal Regional de Río de Janeiro confirmó la improcedencia de la acción rescisoria interpuesta por la Unión Federal. En diciembre de 2007 la Unión Federal presentó Recurso Especial en contra de la decisión del Tribunal de Río que rechazó por unanimidad sus recursos anteriores. El Recurso Especial es dirigido al Superior Tribunal de Justicia (STJ), Tribunal de Brasilia. En febrero de 2008 AMPLA fue intimada a presentar sus razones en contra el Recurso Especial interpuesto por la Unión Federal. El recurso Especial fue interpuesto sin el correspondiente Recurso Extraordinario y existe jurisprudencia que señala que deben interponerse conjuntamente, de manera que existen argumentos para estimar que el Recurso Extraordinario de la Unión Federal habría caducado. En abril de 2008 hubo decisión del Tribunal Regional Federal (Tribunal de Rio) que no aceptó el Recurso Especial de la Unión Federal, cuyo único objeto era llevar al Superior Tribunal de Justicia (STJ, tribunal de Brasilia) la discusión sobre la admisibilidad de la Acción Rescisoria. En septiembre de 2008 fue publicada la determinación para que AMPLA presente sus alegaciones. En el mismo mes de septiembre de 2008 AMPLA presentó sus alegaciones. En marzo de 2009 se aceptó a tramitación Recurso Especial presentado por la Unión Federal para que sea analizado por el STJ. En abril de 2009 la decisión fue publicada. Lo anterior no cambia la situación procesal de AMPLA, por cuanto las cuestiones preliminares sobre la admisibilidad del Recurso Especial, que fueron base del rechazo por el Tribunal de Rio fundado en jurisprudencia del mismo STJ, tendrán que ser necesariamente analizadas por el STJ. En octubre de 2009 el STJ rechazó el Recurso Especial interpuesto por la Unión Federal, por no haberse

presentado conjuntamente con el Recurso Extraordinario. Dicho fundamento está basado en Jurisprudencia del propio STJ. En noviembre de 2009 se publicó el fallo que rechazó el Recurso Especial interpuesto por la Unión Federal. En noviembre de 2009 la Unión Federal presentó Recurso de Reconsideración al STJ. En diciembre 2009 el STJ rechazó, por unanimidad de votos, el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Unión Federal. La cuantía asciende a unos US$230 millones.

12. En diciembre de 2001 la Constitución Federal fue modificada en el artículo en que se basó nuestra sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA para discutir la inmunidad frente al COFINS, y en virtud del cual AMPLA no pagó tal tributo. Existe un artículo en la Constitución que señala que los cambios legislativos entran a regir 90 días después de su publicación. Basada en él, AMPLA comenzó a pagar COFINS sólo a contar del mes de abril de 2002. Sin embargo, la Receita Federal argumenta que tal norma constitucional, sólo rige para los cambios a normas de rango legal, pero no para la propia Constitución, cuyas modificaciones comenzarían a regir de inmediato. Además, la Receita Federal alega que con motivo del cambio de régimen fiscal efectuado por AMPLA (percibido por devengado), el monto imponible de COFINS habría aumentado durante el primer semestre de 2002. El acta fue notificada en julio de 2003. La decisión de 1ra. Instancia administrativa fue desfavorable a AMPLA y ésta presentó recurso en octubre de 2003. En noviembre de 2007 el recurso fue decidido en la 2ª instancia administrativa, en parte favorable al Fisco en relación al periodo de vigencia de cambio de la Constitución y, en parte, favorable a AMPLA en relación al cambio del régimen fiscal de percibido a devengado. En abril de 2008, la Hacienda Nacional presentó recurso contra esta decisión a la Cámara Superior de Recursos. En octubre de 2008 AMPLA presentó su respuesta al recurso y también presentó recurso a la Cámara Superior para intentar cambiar la parte de la decisión que no fue favorable a AMPLA. En el mes de mayo de 2009, la hacienda pública federal incorporó un interés sobre la multa aplicada. Este nuevo interés emana de un acto administrativo interno (dirigido a la administración tributaria pero de aplicación general) de la administración tributaria y ha comenzado a ser aplicado en forma uniforme por la hacienda pública federal (SRF). El interés sobre la multa ha sido calculado por la aplicación del Selic (Sistema Especial de Liquidación y Custodia: índice de corrección determinado por el gobierno federal basado en la tasa de interés referencial del Banco Central de Brasil), desde el mes siguiente al recibimiento del Acta de Infracción. En consecuencia, como el Acta fue recibida en julio de 2003, el Selic corresponde a los intereses acumulados desde el mes de agosto de 2003, lo que arroja una tasa del 81,42%. En agosto de 2009 se notificó a AMPLA que el Recurso Especial presentado por la empresa no fue aceptado a tramitación. Contra esta resolución AMPLA presentó otro recurso ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Dicho recurso tiene por finalidad que el Recurso Especial sea acogido. Se encuentra pendiente el fallo del Recurso Especial interpuesto por la SRF. También está pendiente de resolución el recurso que presentó AMPLA ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a US$90 millones.

13. Con la finalidad de financiar su inversión en Coelce, en 1998 nuestra sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA emitió FRNs (bonos) por US$350 millones con vencimiento en 2008, los cuales fueron suscritos por Cerj Overseas (filial en el exterior de AMPLA). Los bonos tenían un régimen tributario especial consistente en que no habría aplicación de withholding tax (que es de 15% ó 25%) sobre los pagos de intereses al exterior, siempre que, entre otros requisitos, no exista amortización anticipada antes del plazo promedio de 96 meses. Para adquirir dichos bonos, Cerj Overseas se financió con deuda a 6 meses fuera de Brasil. Al cabo de tal plazo (octubre 1998), por problemas de acceso a otras fuentes de financiamiento, Cerj Overseas se tuvo que refinanciar con la propia AMPLA quien le efectuó préstamos en reales. La Receita Federal argumenta que en el mismo año 1998, la franquicia se habría perdido dado que los préstamos en reales efectuados por Ampla a Cerj Overseas equivaldrían a una amortización anticipada de la deuda antes del plazo promedio de amortización de 96 meses. El acta de infracción fue notificada en julio 2005. En agosto de 2005 AMPLA presentó recurso ante la 1ª instancia administrativa, el cual fue rechazado. En abril de 2006 se presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes (segunda instancia administrativa). En diciembre de 2007 se dictó fallo por el Consejo de Contribuyentes favorable en forma total a AMPLA. Se estima que el plazo para la formalización del fallo y la publicación de la decisión deberá tardar unos 6 meses. En agosto de 2009 se redactó el fallo del Consejo de Contribuyentes favorable a AMPLA. Se encuentra pendiente notificación del fallo dictado por el Consejo de Contribuyentes. Luego de la notificación la SRF podrá interponer, dentro del plazo de 30 días, Recurso Especial ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a unos US$405 millones.

14. El año 2002, el Estado de Río de Janeiro (RJ) a través de un decreto, estableció que el ICMS debería ser determinado y pagado los días 10, 20 y 30 del mismo mes del devengo. Por problemas de caja, nuestra sociedad coligada brasilera de distribución AMPLA continuó pagando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (pago hasta el quinto día del mes siguiente al de su devengo). No obstante, un acuerdo informal con el Estado de Río de Janeiro, y de 2 sendas leyes de amnistía, en octubre de 2004 el Estado de RJ levantó acta contra AMPLA para cobrar la multa por los pagos con retraso, acta que fue recurrida por AMPLA el mismo año. En febrero de 2007 AMPLA fue notificada de la decisión administrativa de primera instancia, la cual confirmó el Acta levantada por el Estado de RJ. En marzo de 2007 AMPLA presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes del Estado de RJ (segunda instancia administrativa). AMPLA obtuvo “liminar” (medida cautelar) a su favor que le permitió presentar este recurso sin la necesidad de efectuar depósito o constituir garantía por el 30% del valor del acta actualizada. Se espera fallo de Consejo de Contribuyentes. La cuantía asciende a US$88 millones.

15. A fines de 2002, nuestra coligada brasilera de generación CGTF interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem "Otros Grupos Electrógenos", con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). La Unión Federal argumenta que los bienes importados no corresponden a grupos electrógenos. CGTF obtuvo resolución incidental a su favor que permitió des-aduanar los bienes con tasa 0%, previo depósito judicial por R$56 millones (US$35,72 millones, actualizado a julio/2009). Por su parte, para evitar la caducidad de los impuestos, la Receita Federal levantó Acta con exigibilidad del tributo suspendida hasta que se resuelva el juicio pendiente contra la Unión Federal. Vía Judicial: Respecto del pleito contra la Unión Federal, en agosto de 2007 se dictó resolución determinando que (i) no es necesaria la producción de pruebas periciales solicitadas por la demandante y (ii) la intimación a las partes, para que en caso que no sea presentado recurso, el proceso será enviado para la decisión del Juez. Ante esto, en el mismo mes de agosto de 2007, CGTF presentó recurso para garantizar su derecho, en el caso que la demanda sea juzgada improcedente, de producir pruebas técnicas en el futuro. En febrero de 2008 la Hacienda presentó sus observaciones respecto del recurso interpuesto por CGTF y de informe pericial realizado el 2005. En abril de 2008 CGTF presentó sus observaciones respecto del informe técnico presentado por la Hacienda. En mayo de 2008 el proceso fue remitido a la Procuraduría de la Hacienda y fue devuelto sin observaciones ni manifestación de la Hacienda. En septiembre de 2008 se dictó Sentencia de 1ª Instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo Electrógeno de acuerdo a la pretensión de CGTF, y determinó que el depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. En septiembre de 2008 se publicó la sentencia. En noviembre de 2008 se notificó a la Receita Federal la Sentencia de 1ª instancia judicial favorable a CGTF. En febrero de 2009 la Receita Federal presentó recurso de apelación ante el Tribunal Regional Federal (TRF). En septiembre de 2009 se resolvió definitivamente en forma favorable a CGTF el incidente que le permitió calificar los bienes con tasa 0% y des-aduanar los equipos, previo depósito judicial. Se encuentra pendiente el juzgamiento del recurso de apelación interpuesto por la Hacienda Pública. Vía Administrativa: Respecto del Acta de la Receita Federal que fue reclamada en 1ª instancia administrativa: En febrero de 2006 la decisión de 1ª instancia administrativa fue en favor de CGTF, siendo el Acta declarada nula. Fueron aceptados los argumentos presentados por la empresa ya que: (i) el Fisco no presentó los fundamentos jurídicos de la clasificación fiscal adoptada en el Acta, lo que resulta en nulidad; (ii) la clasificación fiscal del Acta no fue determinada correctamente ya que consideró cada ítem (cada bien) importado de forma individual, olvidándose de los agrupamientos establecidos por la legislación brasileña (este argumento también sería válido para en el caso que no prevaleciera la clasificación especial de Grupo Electrógeno, que es el objeto del proceso judicial). La decisión está basada en que el Acta fue levantada sin observar los requisitos y formalidades jurídicos debidos, por ello fue declarada nula, es decir, no hubo una decisión sobre el tema de fondo. De ello resulta que en tesis la Receita Federal podrá levantar otra Acta que cumpla con los requisitos formales, para lo cual no existe plazo. En octubre de 2008 el Consejo de Contribuyentes, 2ª instancia Administrativa, confirmó íntegramente la decisión de 1ª instancia que juzgó nula el Acta de la Receita Federal por adolecer de vicios formales. En consecuencia, la decisión de segunda instancia administrativa fue íntegramente favorable a CGTF. Tras la confirmación de la decisión administrativa de 1ª instancia por parte del Consejo de Contribuyentes, la Hacienda Pública podrá presentar recurso a la instancia superior administrativa "Cámara Superior de Recursos Fiscales". El plazo para presentar el referido recurso es de 15 días contados desde su intimación personal. En abril de 2009 la decisión que juzgó nula el Acta por vicios formales quedó firme y definitiva, por lo que el Acta se encuentra extinta. La cuantía asciende a unos US$40 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.

20. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

20.1 Aspectos generales

Endesa Chile y algunas de sus filiales radicadas en Chile y Colombia 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.

20.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

a) Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Obligaciones post empleo	31.679.864	33.473.278
Total	**31.679.864**	**33.473.278**
Porción corriente	**3.448.733**	**3.592.982**
Porción no corriente	**28.231.131**	**29.880.296**

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas durante los ejercicios 2009 y 2008 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	**M$**
Saldo Inicial al 1 de enero de 2008	29.813.112
Costo del servicio corriente	391.527
Costo por intereses	2.619.725
(Ganancias) pérdidas actuariales	1.770.360
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.983.818
Contribuciones pagadas	(4.105.264)
Saldo al 31 de diciembre de 2008	**33.473.278**
Costo del servicio corriente	1.010.135
Costo por intereses	3.014.451
(Ganancias) pérdidas actuariales	1.425.917
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.990.595)
Contribuciones pagadas	(4.253.322)
Saldo al 31 de diciembre de 2009	**31.679.864**

Al 31 de diciembre de 2009, el monto total del pasivo actuarial corresponde en un 36% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (32% a 31 de diciembre de 2008) y en un 64% con compromisos de prestación definida otorgados por nuestra filial Emgesa, en Colombia (68% a 31 de diciembre de 2008).

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

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	**31-12-2009 M$**	**31-12-2008 M$**
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.010.135	391.527
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.014.451	2.619.725
Total gasto reconocido en el estado de resultados	**4.024.586**	**3.011.252**
Pérdida (ganancia) actuarial reconocidas	**1.425.917**	**1.770.360**
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**5.450.503**	**4.781.612**

20.3 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 2009 y 2008:

	Chile		**Colombia**	
	31-12-2009	**31-12-2008**	**31-12-2009**	**31-12-2008**
Tasas de descuento utilizadas	6,5%	6,5%	11,59%	10,20%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,0%	3,0%	6,48%	5,20%
Tablas de mortalidad	RV-2004 / RV-85 / RV-04	RV-2004 / RV-85 / RV-04	ISS 1980-1989	ISS 1980-1989

Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2009, 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$ 2.525.322 (M$ 2.723.310 al 31 de diciembre de 2008) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$ 2.175.461 (M$ 2.922.928 al 31 de diciembre de 2008) en caso de una baja de la tasa.

Desembolso futuro:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos12 meses asciende a M$ 3.448.733.

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 consolidado. Los montos registrados por este concepto a diciembre 2009 fue de M$ 326.655 (M$ 286.511 a diciembre 2008).

21. INGRESOS DIFERIDOS.

El movimiento de este rubro del Estado de Situación Financiera Consolidado adjunto durante los ejercicios 2009, 2008 y 2007 ha sido el siguiente:

Ingresos Diferidos	Ingresos anticipados M$	Otros M$	Total M$
Saldo a 01/01/2008:	**638.332**	**48.676**	**687.008**
Altas	233.830	849.356	1.083.186
Imputación a resultados	(482.730)	(849.352)	(1.332.082)
Otros	244.664	-	244.664
Saldo a 31/12/2008:	**634.096**	**48.680**	**682.776**
Altas	205.686	-	205.686
Imputación a resultados	(117.237)	(59.907)	(177.144)
Otros	(79.727)	(19.528)	(99.255)
Saldo a 31/12/2009	**642.818**	**(30.755)**	**612.063**

22. PATRIMONIO NETO.

22.1 Patrimonio neto: de la Sociedad Dominante

22.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008 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 2008 y período 2009.

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

La Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 15 de abril de 2009, aprobó como política de dividendos que el Directorio esperaba cumplir durante el ejercicio 2009, distribuir como dividendo definitivo por un monto equivalente al 60% de las utilidades líquidas del ejercicio 2009. Además, se tenía la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, de un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2009, según muestren los estados financieros a dicha fecha, el cual fue cancelado el 16 de diciembre de 2009.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de accionistas, la que se realizará durante el primer cuatrimestre del 2010.

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:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
37	Definitivo	22-04-2002	0,94000	2001
38	Definitivo	05-04-2004	2,30000	2003
39	Definitivo	18-04-2005	4,13000	2004
40	Definitivo	30-03-2006	5,82000	2005
41	Provisorio	22-12-2006	2,57000	2006
42	Definitivo	22-05-2007	10,84000	2006
43	Provisorio	26-12-2007	2,19260	2007
44	Definitivo	29-04-2008	11,56470	2007
45	Provisorio	18-12-2008	5,35120	2008
46	Definitivo	11-05-2009	15,9330	2008
47	Provisorio	16-12-2009	9,31240	2009

22.2 Diferencias de conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

Diferencias de conversión	31 de diciembre de 2009 M$	31 de diciembre de 2008 M$
Emgesa	67.512.250	103.890.827
Generandes Peru S.A.	35.918.480	52.552.072
Hidroinvest S.A.	(3.704.706)	3.783.724
Endesa Argentina S.A.	477.619	15.676.907
Hidroelectrica El Chocon	(566.160)	5.973
Diferencias de conversión deuda	2.336.200	15.628.706
Fondo de comercio	(24.318.150)	(11.651.881)
Otras	(16.647.128)	5.595.055
TOTAL	**61.008.405**	**185.481.383**

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 2009 de sus filiales Edegel y Chocón corresponden a M$143.354.664 y M$60.191.836, respectivamente.

Los montos de las utilidades retenidas que representan ingresos no distribuidos de las asociadas al 31 de diciembre de 2009 corresponden a M$160.040.815.

22.5 Otras Reservas.

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2008 M$	Movimiento 2009 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2009 M$
Reservas para dividendos propuestos	(87.036.762)	(101.079.260)	(188.116.022)
Reservas de conversión	185.481.383	(124.472.978)	61.008.405
Reservas de cobertura	(101.798.173)	184.604.273	82.806.100
Otras reservas varias	(741.392.412)	16.511.787	(724.880.625)
TOTAL	**(744.745.964)**	**(24.436.178)**	**(769.182.142)**

Reservas para dividendos propuestos: Corresponde a la disminución de patrimonio que resulta del reconocimiento de la provisión por dividendo mínimo, establecido en el artículo N° 79 de Ley de Sociedades Anónimas (ver Nota 3.p).

Reservas de conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 2.5.3) y
- valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 3.b.1).

Reservas de cobertura: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.e.4. y 3.m).

Otras reservas Varias: Estas reservas corresponden fundamentalmente a lo siguiente:

- Corrección monetaria del capital pagado desde la fecha de transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008 (Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros).

- Diferencias de conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “adopción por primera vez”, ver Nota 36).

22.6 Detalle de Otros Resultados Integrales Consolidados.

Estado de Otros Resultados Integrales Consolidados	enero - diciembre					
	2009 M$			2008 M$		
	Participación de la Controladora	Participación minoritarios	Total	Participación de la Controladora	Participación minoritarios	Total
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	627.053.406	145.046.948	772.100.354	433.177.184	124.353.651	557.530.835
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto						
con cargo o abono a Resultados Retenidos	(887.607)	(103.727)	(991.334)	(1.279.325)	(386.030)	(1.665.355)
Ganancias (Pérdidas) Actuariales Definidas como Beneficios de Planes de Pensiones	(1.039.665)	(103.727)	(1.143.392)	(1.498.204)	(386.030)	(1.884.234)
Efecto impositivo	152.058	-	152.058	218.879	-	218.879
con cargo o abono a Reservas de Disponibles para la Venta	45.791	-	45.791	(46)	-	(46)
Activos Financieros Disponibles para la Venta	55.354	-	55.354	(55)	-	(55)
Efecto impositivo	(9.563)	-	(9.563)	9	-	9
con cargo o abono a Reservas de Coberturas	191.831.708	1.760.662	193.592.370	(254.801.338)	(1.371.697)	(256.173.035)
Cobertura de Flujo de Caja	231.228.576	2.515.218	233.743.794	(308.591.337)	(1.959.567)	(310.550.904)
Efecto impositivo	(39.396.868)	(754.556)	(40.151.424)	53.789.999	587.870	54.377.869
con cargo o abono a Reservas de Conversión	(124.472.978)	(127.204.798)	(251.677.776)	101.367.756	67.334.681	168.702.437
Ajustes por Conversión	(124.472.978)	(127.204.798)	(251.677.776)	101.367.756	67.334.681	168.702.437
Efecto impositivo	-		-	-	-	-
con cargo o abono a Otras Reservas	16.465.996	(17.016)	16.448.980	(13.749.102)	-	(13.749.102)
Otros Ajustes de Asociadas	14.071.676	(25.783)	14.045.893	(13.749.102)	-	(13.749.102)
Efecto impositivo	2.394.320	8.767	2.403.087	-	-	-
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	82.982.910	(125.564.879)	(42.581.969)	(168.462.055)	65.576.954	(102.885.101)
Transferencias desde Patrimonio Neto a la Ganancia (pérdida) del ejercicio						
con cargo o abono a Reservas de Coberturas	(6.263.472)	(272.907)	(6.536.379)	(16.083.248)	(1.338.662)	(17.421.910)
Cobertura de Flujo de Caja	(7.157.865)	(389.867)	(7.547.732)	(19.377.407)	(1.912.374)	(21.289.781)
Efecto impositivo	894.393	116.960	1.011.353	3.294.159	573.712	3.867.871
Total Transferencias desde Patrimonio Neto a la Ganancia (pérdida) del ejercicio	(6.263.472)	(272.907)	(6.536.379)	(16.083.248)	(1.338.662)	(17.421.910)
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	76.719.438	(125.837.786)	(49.118.348)	(184.545.303)	64.238.292	(120.307.011)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales reconocidos en el ejercicio	703.772.844	19.209.162	722.982.006	248.631.881	188.591.943	437.223.824

22.7 Patrimonio neto: De los accionistas minoritarios.

A continuación se explica la principal variación en las participaciones minoritarias durante los ejercicios 2009 y 2008:

Con fecha 9 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.A. por un monto de US$ 375 millones. Esta adquisición ha supuesto una disminución de M$ 127.551.963 de las participaciones minoritarias.

Cabe destacar que el Directorio de Endesa Chile autorizó la operación antes descritas previa revisión de valorizaciones externas, proporcionadas por Bancos de Inversión contratados para tal efecto, así como de la propia valorización interna efectuada por la administración ejecutiva de la compañía. Esta adquisición fue efectuada a Generalima S.A.C., sociedad peruana íntegramente filial de Endesa Latinoamérica, matriz directa de Enersis.

23. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados Consolidada de los ejercicios 2009 y 2008, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	Saldo al	
	2009 M$	2008 M$
Ventas de energía	2.346.027.026	2.441.009.414
Otras ventas	**12.085.420**	**20.557.959**
Ventas de productos y servicios	12.085.420	20.557.959
Otras prestaciones de servicios	**50.127.000**	**70.000.800**
Peajes y trasmisión	5.841.603	30.855.703
Arriendo equipos de medida	43.947	2.631.060
Servicios de ingeniería	19.960.120	14.948.168
Otras prestaciones	24.281.330	21.565.869
Total Ingresos ordinarios	**2.408.239.446**	**2.531.568.173**

Otros Ingresos de Explotación	Saldo al	
	2009 M$	2008 M$
Otros Ingresos	10.679.909	4.820.266
Total Otros Ingresos de explotación	**10.679.909**	**4.820.266**

24. CONSUMO DE MATERIAS PRIMAS Y MATERIALES SECUNDARIOS.

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

Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	Saldo al	
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Compras de energía	(164.312.507)	(224.432.412)
Consumo de combustible	(587.063.935)	(845.936.200)
Gastos de transporte	(173.035.230)	(187.324.624)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(51.734.217)	(46.759.899)
Total Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	**(976.145.889)**	**(1.304.453.135)**

25. GASTOS DE PERSONAL.

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

Gastos de personal	Saldo al	
	2009 M$	2008 M$
Sueldos y salarios	(68.688.989)	(60.038.243)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(483.347)	(485.030)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(5.641.035)	(2.688.880)
Otros gastos de personal	(19.050)	(87.321)
Total	**(74.832.421)**	**(63.299.474)**

26. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

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

	Saldo al	
	2009 M$	2008 M$
Depreciaciones	(192.772.740)	(182.631.235)
Amortizaciones	(3.369.335)	(3.973.340)
Pérdidas por deterioro (*)	(43.999.600)	-
Total	**(240.141.675)**	**(186.604.575)**

(*) Ver Nota 13.f.5.

27. OTROS GASTOS VARIOS DE OPERACIÓN.

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

Otros Gastos Varios de Operación	Saldo al	
	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Otros aprovisionamientos	(2.350.841)	(2.298.270)
Gastos de medioambiente	(3.265.413)	(3.205.718)
Arrendamientos y cánones	(3.029.391)	(2.910.420)
Reparaciones y conservación	(13.136.995)	(12.923.921)
Servicios profesionales independientes	(6.985.191)	(12.056.551)
Servicios externalizados	(18.702.738)	(13.247.171)
Primas de seguros	(12.682.484)	(9.233.688)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.557.060)	(952.773)
Aportes a instituciones	(1.672.172)	(1.371.164)
Tributos y tasas	(19.124.384)	(17.006.971)
Otros Suministros y Servicios	(28.362.110)	(32.661.068)
Total Otros Gastos Varios de Operación	**(110.868.779)**	**(107.867.715)**

28. GASTOS FINANCIEROS.

El detalle de los gastos financieros al 31 de diciembre de 2009 y 2008, es el siguiente:

	Saldo al	
	2009 M$	2008 M$
Gastos Financieros	**(188.368.384)**	**(198.439.587)**
Préstamos bancarios	(44.385.051)	(45.642.179)
Bonos	(110.024.240)	(131.462.656)
Arrendamientos financieros (leasing)	(3.666.191)	(4.693.442)
Valoración derivados financieros	(4.255.054)	(726.687)
Provisiones financieras	(3.014.451)	(2.619.725)
Otros	(27.768.898)	(17.626.863)
Gastos financieros activados (Prestamos bancarios)	(2.076.264)	-
Gastos financieros activados (Bonos)	6.821.765	4.331.965
Resultado por unidades de reajuste	**9.275.308**	**(18.950.333)**
Diferencias de cambio	**(17.017.325)**	**(5.828.382)**
Positivas	29.665.246	42.223.336
Negativas	(45.310.744)	(48.042.019)
Derivados Neto	(1.371.827)	(9.699)
Total gastos financieros	**(196.110.401)**	**(223.218.302)**

29. RESULTADOS PROVENIENTES DE INVERSIONES.

El desglose del rubro "Resultado en Otras Inversiones" de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada adjunta es el siguiente:

Ingreso (Pérdida) Procedente de Inversiones	Saldo al	
	2009 M$	2008 M$
Efectivo y otros medios equivalentes	19.525.214	19.801.293
Otros activos financieros	4.877.607	7.235.914
Otros ingresos financieros	822.831	8.302.363
Totales	**25.225.652**	**35.339.570**

30. RESULTADO POR 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 Consolidado correspondiente a los períodos 2009 y 2008:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	2009 M$	2008 M$
Gasto por Impuestos Corrientes	(230.226.472)	(142.840.577)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente	12.155.622	-
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(13.231.189)	(2.588.205)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(2.799.433)	(6.486.004)
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	**(234.101.472)**	**(151.914.786)**
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	48.513.831	(50.423.200)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente usados para Reducir el Gasto por Impuesto Diferido	1.700.625	-
Otro Gasto por Impuesto Diferido	11.418.720	(7.839.619)
Ingreso (Gasto) por Impuestos Diferidos, Neto, Total	**61.633.176**	**(58.262.819)**
Gasto por Impuesto a las Ganancias	**(172.468.296)**	**(210.177.605)**

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	2009 M$	2008 M$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**(160.576.672)**	**(130.510.434)**
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(44.211.383)	(35.674.678)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	10.333.820	21.915.058
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(7.078.928)	(11.532.635)
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	2.499.071	-
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	(340.959)	(1.975.122)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(7.359.691)	(2.588.205)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	34.266.446	(49.811.589)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**(11.891.624)**	**(79.667.171)**
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	**(172.468.296)**	**(210.177.605)**

31. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

31.1 Criterios de segmentación

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

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

- Chile.
- Argentina
- 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.

A continuación se presenta la información por segmentos señalados correspondientes a los ejercicios 2009 y 2008.

31.2 Distribución por país

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Otros		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
ACTIVOS CORRIENTES	516.871.512	806.288.166	118.440.168	114.278.494	256.813.794	236.178.551	54.343.007	74.908.952	29.830.486	23.625.828	(33.937.725)	(13.441.108)	**942.361.242**	**1.241.838.883**
Activos Corrientes en Operación	516.871.512	806.288.166	118.440.168	114.278.494	256.813.794	236.178.551	54.343.007	74.908.952	29.830.486	23.625.828	(33.937.725)	(13.441.108)	**942.361.242**	**1.241.838.883**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	239.557.586	531.859.703	24.084.851	41.128.903	160.939.980	133.927.140	21.294.688	11.417.994	561.124	884.240	-	-	**446.438.229**	**719.217.980**
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados	1.493.492	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.493.492**	**-**
Otros Activos Financieros	42.597	-	-	-	-	-	-	-	60	-	-	-	**42.657**	**-**
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	201.579.265	164.670.100	82.457.014	62.870.559	55.169.859	69.249.693	11.073.405	40.513.491	6.516.558	4.984.036	(28.530.633)	(27.202)	**328.265.468**	**342.260.677**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	8.360.055	25.369.369	2.228.305	4.632.137	32.526.869	26.442.021	8.979.580	5.739.401	22.473.119	17.476.040	(5.407.092)	(13.413.906)	**69.160.836**	**66.245.062**
Inventarios	18.778.149	26.585.987	3.803.384	2.207.392	6.622.526	6.559.697	10.975.529	13.788.670	-	-	-	-	**40.179.588**	**49.141.746**
Pagos Anticipados	2.138.737	1.876.417	1.404.934	1.233.456	1.554.560	-	2.016.998	1.568.626	68.847	30.085	-	-	**7.184.076**	**4.708.584**
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	44.053.507	52.051.837	169.612	1.081.210	-	-	2.807	1.530.723	166.372	248.134	-	-	**44.392.298**	**54.911.904**
Otros Activos	868.124	3.874.753	4.292.068	1.124.837	-	-	-	350.047	44.406	3.293	-	-	**5.204.598**	**5.352.930**
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.993.018.113	3.878.398.632	238.359.902	420.434.264	1.228.326.578	1.423.563.041	785.935.394	1.138.957.979	48.511.519	68.210.295	(1.067.160.136)	(1.492.497.729)	5.226.991.370	**5.437.066.482**
Activos Financieros Disponibles para la Venta	2.487.796	2.431.165	-	-	-	-	-	-	-	1.342	-	-	**2.487.796**	**2.432.507**
Otros Activos Financieros	1.063.377	1.655.343	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1.063.377**	**1.655.343**
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	2.378.486	57.079.072	61.013.486	90.101.827	3.028.768	3.085.562	-	-	295.725	3.145.871	-	-	**66.716.465**	**153.412.332**
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas	(76.986)	7.496.627	-	-	-	-	-	-	76.986	78.859	-	(7.575.486)	**-**	**-**
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	1.598.184.456	1.523.350.874	4.698.977	96.675.083	1.366	-	47.596.359	290.945.562	26.488.936	40.486.656	(1.102.872.803)	(1.414.755.145)	**574.097.291**	**536.703.030**
Activos Intangibles, Neto	8.021.312	34.614.920	2.780.777	3.840.823	17.245.016	19.239.677	11.556.650	199.529	16.879.892	19.059.463	91.700.310	-	**148.183.957**	**76.954.412**
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	2.359.882.964	2.228.924.622	147.343.811	205.984.029	1.148.817.647	1.331.396.777	724.212.506	841.810.598	2.720.075	2.945.690	(55.987.643)	(70.167.098)	**4.326.989.360**	**4.540.894.618**
Activos por Impuestos Diferidos	20.016.869	21.980.616	12.629.862	11.706.774	58.141.132	68.671.434	2.152.412	5.544.615	1.983.851	2.422.945	-	-	**94.924.126**	**110.326.384**
Activos de Cobertura	509.760	-	-	-	-	-	80.862	-	-	-	-	-	**590.622**	**-**
Otros Activos	550.079	865.393	9.892.989	12.125.728	1.092.649	1.169.591	336.605	457.675	66.054	69.469	-	-	**11.938.376**	**14.687.856**
TOTAL ACTIVOS	**4.509.889.625**	**4.684.686.798**	**356.800.070**	**534.712.758**	**1.485.140.372**	**1.659.741.592**	**840.278.401**	**1.213.866.931**	**78.342.005**	**91.836.123**	**(1.101.097.861)**	**(1.505.938.837)**	**6.169.352.612**	**6.678.905.365**

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Otros		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
PASIVOS CORRIENTES	635.092.821	799.617.498	143.807.722	163.211.243	130.634.275	282.665.428	71.313.577	121.038.408	12.790.003	10.467.833	(12.536.717)	(21.356.282)	**981.101.681**	**1.355.644.128**
Pasivos Corrientes en Operación	635.092.821	799.617.498	143.807.722	163.211.243	130.634.275	282.665.428	71.313.577	121.038.408	12.790.003	10.467.833	(12.536.717)	(21.356.282)	**981.101.681**	**1.355.644.128**
Préstamos que Devengan Intereses	188.704.590	434.922.470	61.178.560	80.193.716	57.137.900	148.527.035	38.334.893	76.474.333	-	-	-	-	**345.355.943**	**740.117.554**
Otros Pasivos Financieros	420.822	-	275.969	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**696.791**	**-**
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	293.794.226	244.668.613	29.973.620	40.139.578	28.526.181	23.502.230	20.319.427	38.106.135	1.258.402	1.370.661	-	(112.200)	**373.871.856**	**347.675.017**
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	65.008.007	57.134.259	29.954.939	31.255.408	2.477.464	65.570.261	262.056	256.607	5.388.310	4.423.856	(12.536.717)	(21.244.082)	**90.554.059**	**137.396.309**
Provisiones	25.922.905	26.494.199	1.163.928	1.108.306	26.684	-	2.790.365	2.536.882	3.489.342	3.567.074	-	-	**33.393.224**	**33.706.461**
Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	57.461.125	31.637.347	20.817.793	9.968.471	37.298.367	39.446.971	8.066.064	2.415.671	302.083	497.788	-	-	**123.945.432**	**83.966.248**
Otros Pasivos	2.638.986	4.691.756	409.951	525.858	2.086.648	2.025.949	1.540.772	1.248.780	1.992.839	218.145	-	-	**8.669.196**	**8.710.488**
Ingresos Diferidos	89.440	58.936	-	-	-	-	-	-	359.027	390.309	-	-	**448.467**	**449.245**
Obligación por Beneficios Post Empleo	367.702	-	-	-	3.081.031	3.592.982	-	-	-	-	-	-	**3.448.733**	**3.592.982**
Pasivos de Cobertura	685.018	9.918	32.962	19.906	-	-	-	-	-	-	-	-	**717.980**	**29.824**
PASIVOS NO CORRIENTES	1.310.130.077	1.676.261.636	122.228.745	164.365.394	424.071.893	342.424.533	358.335.279	415.637.559	17.632.214	22.617.897	850.871	-	**2.233.249.079**	**2.621.307.019**
Préstamos que Devengan Intereses	1.089.852.354	1.445.905.323	97.956.798	129.801.713	406.377.244	322.668.484	197.794.571	236.168.778	-	-	-	-	**1.791.980.967**	**2.134.544.298**
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	7.361.867	13.212.182	-	-	-	-	-	-	207.872	40.190	-	-	**7.569.739**	**13.252.372**
Provisiones	9.246.395	1.093.483	-	-	430.975	571.426	10.482.637	1.516.129	578	109.487	-	-	**20.160.585**	**3.290.525**
Pasivos por Impuestos Diferidos	184.228.532	203.427.245	12.848.716	18.177.626	-	-	147.818.131	173.985.784	2.981.240	3.783.730	-	-	**347.876.619**	**399.374.385**
Otros Pasivos	9.964.125	1.258.605	10.733.441	15.374.333	-	-	-	-	12.788.275	16.803.476	850.871	-	**34.336.712**	**33.436.414**
Ingresos Diferidos	163.596	233.531	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**163.596**	**233.531**
Obligación por Beneficios Post Empleo	9.313.208	8.814.659	-	-	17.263.674	19.184.623	-	-	1.654.249	1.881.014	-	-	**28.231.131**	**29.880.296**
Pasivos de Cobertura	-	2.316.608	689.790	1.011.722	-	-	2.239.940	3.966.868	-	-	-	-	**2.929.730**	**7.295.198**
PATRIMONIO NETO	2.564.666.727	2.208.807.664	90.763.603	207.136.121	930.434.204	1.034.651.631	410.629.545	677.190.964	47.919.788	58.750.393	(1.089.412.015)	(1.484.582.555)	**2.955.001.852**	**2.701.954.218**
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto	2.564.666.727	2.208.807.664	90.763.603	207.136.121	930.434.204	1.034.651.631	410.629.545	677.190.964	47.919.788	58.750.393	(1.089.412.015)	(1.484.582.555)	**2.069.085.642**	**1.598.730.012**
Capital Emitido	2.114.323.325	2.135.893.727	84.324.737	223.680.953	259.460.190	298.494.955	164.297.758	658.543.384	144.937.116	144.937.116	(1.229.620.484)	(1.923.827.493)	**1.537.722.642**	**1.537.722.642**
Otras Reservas	(683.420.776)	(850.292.883)	1.707.825	(31.223.039)	532.944.218	620.159.057	224.415.743	(29.555.276)	(27.119.572)	(27.204.184)	68.206.630	676.594.567	**(769.182.142)**	**(744.745.964)**
Resultados Retenidos	1.133.764.178	923.206.820	4.731.041	14.678.207	138.029.796	115.997.619	21.916.044	48.202.856	(69.897.756)	(58.982.539)	72.001.839	(237.349.629)	**1.300.545.142**	**805.753.334**
Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**885.916.210**	**1.103.224.206**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**4.509.889.625**	**4.684.686.798**	**356.800.070**	**534.712.758**	**1.485.140.372**	**1.659.741.592**	**840.278.401**	**1.213.866.931**	**78.342.005**	**91.836.123**	**(1.101.097.861)**	**(1.505.938.837)**	**6.169.352.612**	**6.678.905.365**

País	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Otros		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
INGRESOS	**1.369.647.333**	**1.605.336.868**	**296.577.889**	**284.227.984**	**500.964.413**	**401.470.271**	**213.624.981**	**208.496.821**	**39.001.367**	**36.856.495**	**(896.628)**	**-**	**2.418.919.355**	**2.536.388.439**
Ventas	**1.363.467.495**	**1.603.713.760**	**293.388.675**	**284.077.914**	**500.829.922**	**401.257.389**	**212.448.615**	**205.662.615**	**39.001.367**	**36.856.495**	**(896.628)**	**-**	**2.408.239.446**	**2.531.568.173**
Ventas de energía	1.349.609.938	1.551.715.509	293.388.675	284.077.914	500.175.971	400.576.991	202.852.442	204.588.804	-	50.196	-	-	**2.346.027.026**	**2.441.009.414**
Otras ventas	6.009.988	14.564.928	-	-	-	-	-	-	6.075.432	5.993.031	-	-	**12.085.420**	**20.557.959**
Otras prestaciones de servicios	7.847.569	37.433.323	-	-	653.951	680.398	9.596.173	1.073.811	32.925.935	30.813.268	(896.628)	-	**50.127.000**	**70.000.800**
Otros ingresos de explotación	6.179.838	1.623.108	3.189.214	150.070	134.491	212.882	1.176.366	2.834.206	-	-	-	-	**10.679.909**	**4.820.266**
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	**(511.521.900)**	**(871.056.362)**	**(208.539.466)**	**(206.239.901)**	**(184.067.482)**	**(128.688.480)**	**(72.013.860)**	**(98.453.175)**	**(3.181)**	**(15.217)**	**-**	**-**	**(976.145.889)**	**(1.304.453.135)**
Compras de energía	(52.310.897)	(134.937.913)	(9.375.553)	(12.067.418)	(91.955.452)	(47.123.986)	(10.670.605)	(30.303.095)	-	-	-	-	**(164.312.507)**	**(224.432.412)**
Consumo de combustible	(345.812.585)	(606.484.644)	(180.160.003)	(179.081.276)	(20.572.023)	(10.740.338)	(40.516.143)	(49.625.820)	(3.181)	(4.122)	-	-	**(587.063.935)**	**(845.936.200)**
Gastos de transporte	(107.314.035)	(122.578.858)	(5.363.800)	(4.689.649)	(46.663.960)	(45.787.546)	(13.693.435)	(14.257.476)	-	(11.095)	-	-	**(173.035.230)**	**(187.324.624)**
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(6.084.383)	(7.054.947)	(13.640.110)	(10.401.558)	(24.876.047)	(25.036.610)	(7.133.677)	(4.266.784)	-	-	-	-	**(51.734.217)**	**(46.759.899)**
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**858.125.433**	**734.280.506**	**88.038.423**	**77.988.083**	**316.896.931**	**272.781.791**	**141.611.121**	**110.043.646**	**38.998.186**	**36.841.278**	**(896.628)**	**-**	**1.442.773.466**	**1.231.935.304**
Trabajos para el Inmovilizado	-	-	-	-	517.847	330.981	214.054	169.334	-	-	-	-	**731.901**	**500.315**
Gastos de Personal	(29.654.313)	(25.162.701)	(10.769.163)	(8.817.954)	(10.959.497)	(7.918.996)	(6.537.925)	(5.650.625)	(17.643.424)	(16.249.513)	-	-	**(75.564.322)**	**(63.799.789)**
Otros Gastos Fijos de Explotación	(48.246.105)	(45.421.082)	(11.675.874)	(11.200.880)	(19.127.781)	(17.815.369)	(21.025.750)	(16.556.810)	(11.689.897)	(17.637.815)	896.628	764.241	**(110.868.779)**	**(107.867.715)**
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**780.225.015**	**663.696.723**	**65.593.386**	**57.969.249**	**287.327.500**	**247.378.407**	**114.261.500**	**88.005.545**	**9.664.865**	**2.953.950**	**-**	**764.241**	**1.257.072.266**	**1.060.768.115**
Amortizaciones	(140.184.964)	(95.960.199)	(22.642.765)	(20.684.846)	(36.516.121)	(30.560.196)	(38.212.838)	(36.233.239)	(2.584.987)	(3.166.095)	-	-	**(240.141.675)**	**(186.604.575)**
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**640.040.051**	**567.736.524**	**42.950.621**	**37.284.403**	**250.811.379**	**216.818.211**	**76.048.662**	**51.772.306**	**7.079.878**	**(212.145)**	**-**	**764.241**	**1.016.930.591**	**874.163.540**
RESULTADO FINANCIERO	**(89.797.956)**	**(103.738.107)**	**(27.712.641)**	**(25.609.868)**	**(42.513.775)**	**(43.391.504)**	**(23.600.707)**	**(15.330.574)**	**(461.910)**	**12.931.325**	**13.292.506**	**(13.756.340)**	**(170.794.483)**	**(188.895.068)**
Ingresos financieros	8.827.766	15.421.392	2.466.727	3.173.056	11.968.380	5.364.390	1.341.180	248.487	950.486	10.179.668	(238.621)	(63.759)	**25.315.918**	**34.323.234**
Gastos financieros	(90.264.314)	(119.695.637)	(16.457.318)	(13.908.953)	(54.646.985)	(48.548.045)	(25.576.058)	(15.579.061)	(1.662.330)	(771.650)	238.621	63.759	**(188.368.384)**	**(198.439.587)**
Resultados por Unidades de Reajuste	9.009.669	(16.686.361)	-	-	-	-	-	-	265.639	(2.263.972)	-	-	**9.275.308**	**(18.950.333)**
Diferencias de cambio	**(17.371.077)**	**17.222.499**	**(13.722.050)**	**(14.873.971)**	**164.830**	**(207.849)**	**634.171**	**-**	**(15.705)**	**5.787.279**	**13.292.506**	**(13.756.340)**	**(17.017.325)**	**(5.828.382)**
Positivas	28.981.945	47.547.505	1.904.563	1.406.927	263.663	128.111	635.100	-	-	6.887.434	-	(13.756.340)	**31.785.271**	**42.213.637**
Negativas	(46.353.022)	(30.325.006)	(15.626.613)	(16.280.898)	(98.833)	(335.960)	(929)	-	(15.705)	(1.100.155)	13.292.506	-	**(48.802.596)**	**(48.042.019)**
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	88.336.170	73.631.341	186.494	363.873	-	-	9.935.172	8.136.376	-	-	-	-	**98.457.836**	**82.131.590**
Resultado de Otras Inversiones	(55.494)	-	-	-	(34.772)	252.022	-	764.314	-	-	-	-	**(90.266)**	**1.016.336**
Resultados en Ventas de Activos	34.186	(336.047)	-	-	83.708	167.699	(78.969)	(1.530.052)	26.047	990.442	-	-	**64.972**	**(707.958)**
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	**638.556.957**	**537.293.711**	**15.424.474**	**12.038.408**	**208.346.540**	**173.846.428**	**62.304.158**	**43.812.370**	**6.644.015**	**13.709.622**	**13.292.506**	**(12.992.099)**	**944.568.650**	**767.708.440**
Impuesto Sobre Sociedades	(76.281.986)	(131.655.968)	(6.168.376)	(4.511.350)	(69.788.953)	(57.450.682)	(21.497.520)	(14.500.266)	1.268.539	(2.059.339)	-	-	**(172.468.296)**	**(210.177.605)**
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	**562.274.971**	**405.637.743**	**9.256.098**	**7.527.058**	**138.557.587**	**116.395.746**	**40.806.638**	**29.312.104**	**7.912.554**	**11.650.283**	**13.292.506**	**(12.992.099)**	**772.100.354**	**557.530.835**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Neta de Impuesto							-	-			-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	**562.274.971**	**405.637.743**	**9.256.098**	**7.527.058**	**138.557.587**	**116.395.746**	**40.806.638**	**29.312.104**	**7.912.554**	**11.650.283**	**13.292.506**	**(12.992.099)**	**772.100.354**	**557.530.835**
RESULTADO DEL EJERCICIO	**562.274.971**	**405.637.743**	**9.256.098**	**7.527.058**	**138.557.587**	**116.395.746**	**40.806.638**	**29.312.104**	**7.912.554**	**11.650.283**	**13.292.506**	**(12.992.099)**	**772.100.354**	**557.530.835**
Sociedad dominante	**562.274.971**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**627.053.406**	**433.177.184**
Accionistas minoritarios	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**145.046.948**	**124.353.651**

32. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.

32.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de diciembre de			Liberación de garantías			
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2009	2008	2010	Activos	2011	Activos
Bancos Acreedores	Pangue S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M$	86.239.360	M$	370.984	1.586.880	-	-	-	-
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Acciones	M$	1.617.383	M$	2.923.298	6.289.519	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M$	54.056.510	M$	72.279.911	90.716.919	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M$	15.853.655	M$	4.346.571	13.638.215	-	-	-	-
Varios Acreedores	Endesa Matriz	Acreedor	Boletas		M$	-	M$	2.728.493	508.461	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M$	105.294.764	M$	574.239	57.563.928	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M$	10.127.465	M$	93.151.966	94.205.737	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2009, Endesa Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por importe de M$ 13.196.131 (M$ 50.485.248 al 31 de diciembre de 2008).

32.2 Garantías Indirectas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente 31 de dicimbre de			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2009	2008	2010	Activos	2011	Activos	2012	2013
Vestas Eólicas S.A.U.	Endesa Eco S.A.	Filial	Aval	M$		M$	-	7.923.754	-	-	-	-	-	-

32.3 Otra información

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

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

El saldo remanente estimado por recuperar del Grupo Endesa Chile al 31 de diciembre de 2009 asciende a Ch$132.000 millones. La recuperación y registro contable de este saldo remanente se efectuará a través de recargos adicionales a la tarifa, que serán aplicados y recaudados por las empresas distribuidoras, sobre los consumos futuros de energía de los clientes regulados del sistema

33. 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 2009 y 2008, era la siguiente:

País	31-12-2009				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales M$	Profesionales y Técnicos M$	Trabajadores y Otros M$	Total M$	
Chile	46	1.084	207	**1.337**	**1.396**
Argentina	7	305	20	**332**	**326**
Brasil	-	4	2	**6**	**4**
Perú	7	216	18	**241**	**247**
Colombia	9	386	20	**415**	**415**
Total	**69**	**1.995**	**267**	**2.331**	**2.387**

País	31-12-2008				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales M$	Profesionales y Técnicos M$	Trabajadores y Otros M$	Total M$	
Chile	48	1.149	234	**1.431**	**1.330**
Argentina	7	295	23	**325**	**326**
Perú	7	216	19	**242**	**229**
Colombia	7	374	23	**404**	**402**
Total	**69**	**2.034**	**299**	**2.402**	**2.288**

34. HECHOS POSTERIORES.

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2009 y la fecha de emisión de los estados financieros.

35. MEDIO AMBIENTE

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

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2009 M$	31-12-2008 M$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas.	3.859.367	3.330.696
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Auditoría ISO 14.001, monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	9.205
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	667.059	-
Endesa Costanera S.A.	Monitoreo calidad de aire, Monitoreo de efluentes líquidos, Monitoreo gases en chimenea, Medición Nox y SO2. Medición de nivel sonoro ambiental, Limpieza cámaras separadoras de Hidrocarburos, Normativas ambientales. Control calidad combustibles, Prevención derrames hidrocarburos.	-	373.796
Total		**4.526.426**	**3.713.697**

36. ADOPCIÓN DE NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA

Hasta el ejercicio 2008 el Grupo emitió sus estados financieros consolidados de acuerdo con los Principios Contables Generalmente Aceptados en Chile (en adelante, "PCGA en Chile"). A partir de 2009 el Grupo emite sus estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante "NIIF").

Las cifras incluidas en estos estados financieros consolidados referidas al ejercicio 2008 han sido reconciliadas para ser presentadas con los mismos principios y criterios aplicados en 2009.

Para efectos de la determinación de los saldos de adopción de las NIIF, la Sociedad decidió aplicar la exención prevista en el párrafo 24 a) de la NIIF 1 "Adopción por primera vez", y por consiguiente considerar como fecha de transición a la citada norma internacional, la misma que su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. En dicha fecha, se aplicaron principalmente las siguientes exenciones permitidas en la NIIF 1:

- No reprocesar las combinaciones de negocios ocurridas con anterioridad al 1 de enero de 2004 (exención sobre NIIF 3).
- Considerar como costo atribuido de las Propiedades, Plantas y Equipos e Intangibles el costo amortizado al 1 de enero de 2004, que incluyen revalorizaciones de activos que tuvieron lugar en los diferentes países en que opera el Grupo (exención sobre NIC 16 y NIC 38).
- Las diferencias de conversión generadas con anterioridad al 1 de enero de 2004 han sido traspasadas a reservas (exención sobre NIC 21).

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio neto y resultado al 31 de diciembre de 2008, patrimonio neto al 01 de enero de 2008 y estado de flujo al 31 de diciembre de 2008, entre criterios contables chilenos y NIIF:

	Patrimonio de la sociedadad dominante M$	Resultado de Accionistas minoritarios M$	Total M$	
Saldos al 31/12/2008 con criterio chileno	2.364.523.995	-	2.364.523.995	
Incorporación de los accionistas minoritarios		1.192.716.624	1.192.716.624	(1)
Eliminación de corrección monetaria	(436.859.977)	(7.050.230)	(443.910.207)	(2)
Plusvalía comprada	107.429.164	5.302.629	112.731.793	(3)
Impuestos diferidos	(68.549.006)	(33.941.077)	(102.490.083)	(4)
Dividendo mínimo	(87.036.762)	(887.868)	(87.924.630)	(6)
Eliminación efecto BT 64 activo fijo (Diferencia de conversión)	(159.755.312)	(47.528.284)	(207.283.596)	(5)
Inversiones en asociadas	(146.772.533)	(10.792.926)	(157.565.459)	
Otros	25.750.443	5.405.338	31.155.781	
Total de ajustes a NIIF (APV)	**(765.793.983)**	**(89.492.418)**	**337.430.223**	
Patrimonio bajo criterio NIIF 31/12/2008	**1.598.730.012**	**1.103.224.206**	**2.701.954.218**	

	Resultado de la sociedadad dominante M$	Resultado de Accionistas minoritarios M$	Total M$	
Saldos al 31/12/2008 con criterio chileno	442.591.967	180.686.406	623.278.373	
Eliminación de corrección monetaria	(83.336.719)	(1.568.062)	(84.904.781)	(2)
Hedge ingresos dólar	171.582.196	5.715.149	177.297.345	
Amortización plusvalía comprada	(4.734.787)	(252.331)	(4.987.118)	(3)
Impuestos diferidos	(36.182.329)	(8.146.081)	(44.328.410)	(4)
Eliminación efecto BT 64 (Conversión)	23.284.761	16.477.367	39.762.128	(5)
Inversiones en asociadas	(35.981.233)	(2.707.683)	(38.688.916)	
Otros	(44.046.672)	(65.851.114)	(109.897.786)	
Total de ajustes a NIIF (APV)	**(9.414.783)**	**(56.332.755)**	**(65.747.538)**	
Resultado bajo criterio NIIF 31/12/2008	**433.177.184**	**124.353.651**	**557.530.835**	

	Patrimonio de la sociedadad dominante M$	Resultado de Accionistas minoritarios M$	Total M$	
Saldos al 01/01/2008 con criterio chileno	1.884.226.640	-	1.884.226.640	
Incorporación de los accionistas minoritarios		886.882.586	886.882.586	(1)
Eliminación de corrección monetaria	(265.577.228)	(4.496.860)	(270.074.088)	(2)
Plusvalía comprada	104.915.533	5.723.557	110.639.090	(3)
Impuestos diferidos	(86.649.736)	(22.690.142)	(109.339.878)	(4)
Dividendo mínimo	(38.433.991)	(513.097)	(38.947.088)	(6)
Eliminación efecto BT 64 activo fijo (Diferencia de conversión)	(88.721.991)	65.966.905	(22.755.086)	(5)
Mayor valor de inversiones	29.291.965	7.711.937	37.003.902	
Otros	(1.352.181)	(1.012.444)	(2.364.625)	
Total de ajustes a NIIF (APV)	**(346.527.629)**	**50.689.856**	**591.044.813**	
Patrimonio bajo criterio NIIF 01/01/2008	**1.537.699.011**	**937.572.442**	**2.475.271.453**	

	Efectivo y efectivo equivalente GAAP chileno 31.12.2008 M$	Ajustes M$	Efectivo y efectivo equivalente NIIF 31.12.2008 M$
Saldo final GAAP chileno	702.366.035		702.366.035
Incorporación de sociedades consolidadas proporcionalmente			
Gas Atacama	-	13.365.450	13.365.450
Hidroaysén	-	2.771.850	2.771.850
Otros	-	714.645	714.645
Saldo final Efectivo y equivalente al 31/12/2008	**702.366.035**	**16.851.945**	**719.217.980**

	Flujo de efectivo GAAP chileno 31.12.2008 M$	Ajustes M$	Flujo efectivo NIIF al 31.12.2008 M$
Utilidad del ejercicio de la dominante	442.591.967	(9.414.783)	433.177.184
Minoritarios	180.686.406	(56.332.755)	124.353.651
Resultados en venta de activos y otros	14.735	(323.113)	(308.378)
Cargos (abonos) a resultados que no representan flujo	132.281.142	(21.965.913)	110.315.229
Variación activos, que afectan al flujo de efectivo	10.762.828	(69.041.989)	(58.279.161)
Variación pasivos, que afectan al flujo de efectivo	100.447.124	241.232.773	341.679.897
Flujo neto Positivo (Negativo) originado por actividades de la operación	866.784.202	84.154.220	950.938.422
Flujo originado por actividades de financiamiento	4.989.328	(151.463.166)	(146.473.838)
Flujo originado por actividades de inversión	(278.088.592)	76.416.575	(201.672.017)
Flujo Neto Total Positivo (Negativo) del ejercicio	593.684.938	9.107.629	602.792.567
Efecto de la inflación sobre el efectivo y efectivo equivalente y tasas de cambio	(1.291.363)	2.620.911	1.329.548
Variación neta del efectivo y efectivo equivalente	592.393.575	11.728.540	604.122.115
Saldo inicial de efectivo y efectivo equivalente	109.972.460	5.123.405	115.095.865
Saldo final Efectivo y equivalente al 31/12/2008	**702.366.035**	**121.842.334**	**719.217.980**

Principales ajustes aplicados:

1. Incorporación de los accionistas minoritarios:

Bajo PCGA en Chile, el patrimonio neto lo constituyen únicamente la participación correspondiente a los accionistas de la sociedad dominante, sin embargo, en NIIF, el patrimonio neto lo constituyen tanto la participación correspondiente a los accionistas de la sociedad dominante, como la de los accionistas minoritarios. Por lo tanto, la participación de los accionistas minoritarios presentados en el estado de situación financiera consolidado de Enersis, elaborados de acuerdo a PCGA en Chile se incorpora al patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado elaborado de acuerdo a NIIF.

2. Corrección monetaria:

Se elimina la corrección monetaria reconocida de acuerdo a PGCA en Chile, pues bajo NIIF los ajustes por inflación sólo son aceptados cuando la moneda funcional es la moneda en una economía hiperinflacionaria. Chile ni ninguno de los países en los cuales están radicadas las inversiones del Grupo califica como un país con una economía hiperinflacionaria, de acuerdo a los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias".

3. Plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio):

La plusvalía comprada surge en la adquisición de sociedades y representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación adquirida en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables a la fecha de adquisición. Bajo PCGA en Chile, para el caso de las Sociedades extranjeras, la plusvalía comprada se controla en dólares históricos, en cambio de acuerdo a NIIF deben registrarse y controlarse en la moneda funcional de la Sociedad adquirida.

Adicionalmente, bajo PCGA en Chile la plusvalía comprada se amortiza linealmente en un periodo de tiempo que considera, entre otros aspectos, la naturaleza de la inversión, la vida predecible del negocio y el retorno de la inversión, y que en ningún caso puede superar los 20 años. En NIIF no se considera que exista una amortización sistemática de la plusvalía comprada, por lo que no se amortiza, siendo necesario únicamente realizar periódicamente un análisis de la recuperabilidad del mismo.

4. Impuestos diferidos:

Bajo NIIF se sigue el criterio de balance, de forma que cualquier diferencia entre el valor contable y tributario de un activo o un pasivo representa la existencia de impuesto diferido que debe registrarse en el estado de situación financiera.

Bajo PCGA en Chile la determinación de los impuestos diferidos sigue un esquema similar al de NIIF, sin embargo ciertas exenciones establecidas por el Boletín Técnico N° 60 del Colegio de Contadores de Chile A.G. “Contabilización del Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos” y otros complementarios, originan diferencias con la citada norma internacional que debieron ser ajustadas en el proceso de adopción.

La principal diferencia se origina por el hecho que los PCGA en Chile permitían contabilizar el efecto de la primera aplicación contra una cuenta del estado de situación financiera denominada “activo (pasivo) complementario por pasivos (activos) diferidos”. Dichos activos (pasivos) complementarios eran amortizados contra resultado en el período estimados de reverso de la diferencia temporal que le dio origen, excepto para el caso de pasivos complementarios que hubiesen sido originados por el registro contable de activos por impuestos diferidos por pérdidas tributarias, en cuyo caso la amortización se realizaba en función de la utilización real de dichas pérdidas.

También se incluyen en esta línea los impuestos diferidos que se generaron en el proceso de homogeneización a NIIF que, por aplicar una normativa contable estatutaria diferente, tanto Endesa Chile como sus filiales y negocios conjuntos debieron registrar.

5. Boletín técnico N°64 en Propiedades Planta y Equipo e Intangibles:

Bajo NIIF, los estados financieros son confeccionados teniendo en consideración la moneda funcional de cada entidad. Bajo PCGA en Chile, para el caso de nuestras sociedades extranjeras, de acuerdo a lo establecido en el Boletín N° 64 del Colegio de Contadores de Chile, los activos y pasivos no monetarios se controlaban en dólares históricos.

6. Dividendo mínimo:

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.

Bajo NIIF, considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Endesa Chile, es prácticamente imposible, la obligación debe ser contabilizada sobre base devengada, neta de dividendos provisorios que se hubieran acordado a la fecha de cierre. Bajo PCGA en Chile esta obligación no se contabilizaba sino hasta el momento de su aprobación por la Junta de Accionistas.

7. Instrumentos derivados:

Las NIIF establecen que las variaciones en el valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de flujo de caja, deben registrarse, netas de ajustes por inefectividad, en una reserva del patrimonio neto. Bajo PCGA en Chile dicha variación se registra como una pérdida diferida (activo) o utilidad diferida (pasivo) en el estado de situación financiera.

37. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS Y SEPARADOS

A continuación incluimos Consolidado resumido del Grupo desglosado por filial al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENDESA DESGLOSADO POR FILIAL

	12-2009								
	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganancia (Pérdida)
ENDESA MATRIZ	712.860.303	3.102.223.882	**3.815.084.185**	(651.676.999)	(1.193.189.197)	**(1.844.866.196)**	1.080.757.838	(512.426.714)	568.331.124
ENDESA ECO	20.342.545	141.348.885	**161.691.430**	(151.709.864)	(19.897.730)	**(171.607.594)**	5.363.817	(13.478.980)	(8.115.163)
PEHUENCHE	66.918.651	250.679.247	**317.597.898**	(93.120.578)	(41.741.967)	**(134.862.545)**	199.025.325	(44.152.639)	154.872.686
SAN ISIDRO	53.986.693	85.953.344	**139.940.037**	(34.584.533)	(16.770.373)	**(51.354.906)**	119.444.441	(107.229.856)	12.214.585
PANGUE	64.692.377	139.047.187	**203.739.564**	(77.357.564)	(14.588.592)	**(91.946.156)**	102.435.170	(27.600.506)	74.834.664
CELTA	18.895.799	79.166.484	**98.062.283**	(4.768.430)	(6.362.133)	**(11.130.563)**	59.026.738	(52.369.255)	6.657.483
ENIGESA	1.656.913	3.559.633	**5.216.546**	(835.342)	(131.357)	**(966.699)**	5.278.311	(3.994.880)	1.283.431
INGENDESA	10.755.422	1.206.290	**11.961.712**	(6.729.033)	(1.825.356)	**(8.554.389)**	27.630.988	(25.766.921)	1.864.067
INV. ENDESA NORTE	-	25.157.716	**25.157.716**	(3.224.334)	-	**(3.224.334)**	-	(166.553)	(166.553)
TUNEL EL MELON	17.507.583	18.587.880	**36.095.463**	(2.090.726)	(15.675.501)	**(17.766.227)**	6.092.068	(1.160.459)	4.931.609
ENDESA ARGENTINA	2.955.460	38.713.348	**41.668.808**	(44.707)	-	**(44.707)**	413.719	123.951	537.670
ENDESA COSTANERA	46.132.764	139.465.744	**185.598.508**	(108.896.949)	(73.587.167)	**(182.484.116)**	228.090.396	(238.967.631)	(10.877.235)
HIDROINVEST	11.067.591	27.827.113	**38.894.704**	(347.897)	-	**(347.897)**	3.941.241	611.450	4.552.691
HIDROELECTRICA EL CHOCÓN	59.552.103	91.442.295	**150.994.398**	(35.636.058)	(48.641.578)	**(84.277.636)**	65.298.279	(46.084.169)	19.214.110
SCP ARGENTINA	58.317	1.401.197	**1.459.514**	(208.178)	-	**(208.178)**	-	(2.672)	(2.672)
EMGESA	256.813.794	1.228.326.578	**1.485.140.372**	(130.634.275)	(424.071.893)	**(554.706.168)**	500.829.922	(362.272.335)	138.557.587
GENERANDES PERU	195.754	189.546.962	**189.742.716**	(30.872)	-	**(30.872)**	19.653.352	(165.000)	19.488.352
EDEGEL	50.563.350	699.489.852	**750.053.202**	(55.480.341)	(309.812.958)	**(365.293.299)**	197.723.819	(162.768.423)	34.955.396
CHINANGO	3.874.902	103.736.922	**107.611.824**	(16.093.363)	(61.224.726)	**(77.318.089)**	15.511.080	(14.352.555)	1.158.525
TRANSQUILLOTA	644.435	5.099.241	**5.743.676**	(740.067)	(438.364)	**(1.178.431)**	1.163.684	(603.983)	559.701
HIDROAYSEN	4.136.868	44.323.280	**48.460.148**	(18.926.306)	-	**(18.926.306)**	-	(3.056.976)	(3.056.976)
GASATACAMA	57.217.616	158.174.887	**215.392.503**	(93.938.500)	(21.233.800)	**(115.172.300)**	171.652.188	(159.554.219)	12.097.969

CONSOLIDADO RESUMIDO DEL GRUPO ENDESA DESGLOSADO POR FILIAL

	12-2008								
	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Total Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinarios	Ganacia (Perdida)
ENDESA MATRIZ	853.391.801	3.106.445.698	**3.959.837.499**	(840.310.492)	(1.520.796.995)	**(2.361.107.487)**	1.136.344.763	(684.026.467)	452.318.296
ENDESA ECO	9.160.899	86.918.567	**96.079.466**	(94.894.579)	(2.460.069)	**(97.354.648)**	4.678.789	(5.576.689)	(897.900)
PEHUENCHE	98.565.080	262.333.664	**360.898.744**	(71.944.490)	(78.543.839)	**(150.488.329)**	306.489.664	(96.689.648)	209.800.016
SAN ISIDRO	39.398.828	98.193.340	**137.592.168**	(33.582.047)	(25.707.596)	**(59.289.643)**	182.348.450	(136.505.591)	45.842.859
PANGUE	52.174.003	142.803.816	**194.977.819**	(34.601.400)	(64.770.503)	**(99.371.903)**	120.046.420	(65.396.606)	54.649.814
CELTA	14.856.797	88.151.582	**103.008.379**	(13.395.940)	(9.336.786)	**(22.732.726)**	56.011.301	(54.300.966)	1.710.335
ENIGESA	1.740.842	2.723.632	**4.464.474**	(1.180.298)	(147.394)	**(1.327.692)**	5.222.394	(3.969.561)	1.252.833
INGENDESA	10.206.362	1.747.644	**11.954.006**	(6.050.212)	(2.183.052)	**(8.233.264)**	27.154.724	(23.823.914)	3.330.810
INV. ENDESA NORTE	-	39.891.570	**39.891.570**	(3.057.780)	-	**(3.057.780)**	6.593.176	(310.198)	6.282.978
TUNEL EL MELON	11.703.571	23.846.107	**35.549.678**	(203.148)	(20.287.451)	**(20.490.599)**	6.007.859	(5.925.434)	82.425
ENDESA ARGENTINA	3.411.854	50.160.910	**53.572.764**	(58.429)	-	**(58.429)**	2.686.011	105.890	2.791.901
ENDESA COSTANERA	69.796.986	186.194.725	**255.991.711**	(135.670.744)	(102.513.617)	**(238.184.361)**	239.937.200	(241.516.233)	(1.579.033)
HIDROINVEST	9.568.629	49.436.908	**59.005.537**	(415.269)	-	**(415.269)**	4.957.341	613.969	5.571.310
HIDROELECTRICA EL CHOCÓN	38.632.868	134.523.941	**173.156.809**	(34.756.759)	(61.851.777)	**(96.608.536)**	44.140.714	(36.121.439)	8.019.275
SCP ARGENTINA	84.049	879.566	**963.615**	(287.720)	-	**(287.720)**	-	(125.246)	(125.246)
EMGESA	223.262.957	1.436.478.635	**1.659.741.592**	(282.665.428)	(342.424.533)	**(625.089.961)**	401.257.389	(284.861.643)	116.395.746
GENERANDES PERU	686.919	237.901.179	**238.588.098**	(20.674)	-	**(20.674)**	13.518.242	(1.600.845)	11.917.397
EDEGEL	74.222.033	901.056.800	**975.278.833**	(121.017.734)	(415.637.559)	**(536.655.293)**	205.662.615	(174.891.194)	30.771.421
TRANSQUILLOTA	1.097.749	5.579.306	**6.677.055**	(2.133.630)	(538.380)	**(2.672.010)**	695.960	(327.305)	368.655
HIDROAYSEN	4.580.582	31.452.335	**36.032.917**	(3.357.877)	(84.194)	**(3.442.071)**	-	(1.458.875)	(1.458.875)
GASATACAMA	70.012.385	198.620.784	**268.633.169**	(41.912.166)	(116.558.569)	**(158.470.735)**	276.831.796	(270.238.523)	6.593.273

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENDESA CHILE:

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2009		% Participación a 31/12/2008		Relación	Domicilio social	Actividad	Empresa auditora
	Control	Económico	Control	Económico				
Atacama Finance Co	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Grand Cayman (Islas Caimán)	Sociedad de Cartera	Ernst & Young
Central Eólica Canela S.A.	75,00%	75,00%	75,00%	75,00%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables	Kpmg Auditores
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	51,00%	51,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico	Kpmg Auditores
Chinango S.A.C.	80,00%	49,97%	-	-	Filial	Lima (Perú)	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Ciclo Completo de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Ciclo Completo Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Consorcio Ara- Ingendesa Ltda.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Consultora de Ingeniería de Proyectos	Kpmg Auditores
Consorcio Ara- Ingendesa Sener Ltda.	33,33%	33,33%	33,33%	33,32%	Coligada	Santiago de Chile (Chile)	Ejecución y Cumplimiento del Contrato de Ingeníeria Básica Linea Maipu	Kpmg Auditores
Consorcio Ingendesa Minimetal Ltda.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Servicios de Ingeniería	Kpmg Auditores
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,89%	0,89%	0,89%	Coligada	Buenos Aires (Argentina)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Edegel S.A.A	83,60%	62,46%	54,20%	33,06%	Filial	Lima (Perú)	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Electrogas S.A	42,50%	42,50%	42,50%	42,50%	Coligada	Santiago de Chile (Chile)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2009		% Participación a 31/12/2008		Relación	Domicilio social	Actividad	Empresa auditora
	Control	Económico	Control	Económico				
Emgesa S.A. E.S.P.	26,87%	26,87%	26,87%	26,87%	Filial	Bogotá (Colombia)	Generación de Energía Eléctrica.	Deloitte
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de Servicios de Ingeniería	Kpmg Auditores
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	94,99%	94,99%	94,99%	94,99%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Ciclo Completo Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	92,65%	92,65%	92,65%	92,65%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Ciclo Completo Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Endesa Argentina S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Buenos Aires (Argentina)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Endesa Brasil S.A.	40,45%	38,88%	40,45%	37,65%	Coligada	Río de Janeiro (Brasil)	Sociedad de Cartera	Deloitte
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	45,00%	45,00%	45,00%	Coligada	Buenos Aires (Argentina)	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica	Deloitte
Endesa Costanera S.A.	69,76%	69,76%	69,76%	69,76%	Filial	Buenos Aires (Argentina)	Generación y Comercialización de Electricidad	Kpmg Auditores
Endesa Eco S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Proyectos de Energías Renovables	Kpmg Auditores
Endesa Inversiones Generales S.A.	100,00%	99,96%	100,00%	99,96%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Energex Co.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Grand Cayman (Islas Caiman)	Sociedad de Cartera	Ernst & Young
Gas Atacama S.A.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Administración y Dirección de Sociedades	Ernst & Young
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Transporte de Gas Natural	Kpmg Auditores
Gasoducto Atacama Chile S.A.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Transporte de Gas Natural	Ernst & Young

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2009		% Participación a 31/12/2008		Relación	Domicilio social	Actividad	Empresa auditora
	Control	Económico	Control	Económico				
Gasoducto Taltal Ltda.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Transporte de Gas Natural	Ernst & Young
Generandes Perú S.A.	61,00%	61,00%	61,00%	61,00%	Filial	Lima (Perú)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
GNL Chile.S.A.	33,33%	33,33%	33,33%	33,33%	Coligada	Santiago de Chile (Chile)	Promover proyecto para suministro de gas licuado	Ernst & Young
GNL Quintero S.A.	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	Coligada	Santiago de Chile (Chile)	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural	Ernst & Young
Hidroaysén Transmisión S.A.	51,00%	51,00%	51,00%	51,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Desarrollar Sistemas de Transmisión Eléctrica	Kpmg Auditores
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	67,67%	65,37%	67,67%	65,37%	Filial	Buenos Aires (Argentina)	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica	Kpmg Auditores
Hidroinvest S.A.	96,09%	96,09%	96,09%	96,09%	Filial	Buenos Aires (Argentina)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Ingendesa do Brasil Ltda.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Río de Janeiro (Brasil)	Consultora de Ingeniería de Proyectos	Kpmg Auditores
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	42,50%	42,50%	42,50%	Coligada	Santiago de Chile (Chile)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Inversiones Endesa Norte S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile	Kpmg Auditores
Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Transporte de Gas Natural	Ernst & Young
Progas S.A.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Distribución de Gas	Ernst & Young
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Santiago de Chile (Chile)	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón	Kpmg Auditores
Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Prestación de Servicios de Ingeniería	Kpmg Auditores
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	94,95%	25,52%	-	-	Filial	Bogotá (Colombia)	Administración de Puertos	Deloitte
Southern Cone Power Argentina S.A.	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	Filial	Buenos Aires (Argentina)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Termoeléctrica José de San Martín S.A.	20,86%	13,88%	20,86%	13,88%	Coligada	Buenos Aires (Argentina)	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado	Ernst & Young
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	20,86%	13,88%	20,86%	13,88%	Coligada	Buenos Aires (Argentina)	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Deloitte
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Santiago de Chile (Chile)	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica	Deloitte

ANEXO N° 2 VARIACIONES DEL PERIMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Sociedad	% Participación a 31 de diciembre de 2009			% Participación a 31 de diciembre de 2008		
	Control	Económico	Método Consolidación	Control	Económico	Método Consolidación
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	94,95%	25,52%	Integración global			

ANEXO N° 3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31/12/2009 Económico	% Participación a 31/12/2008 Económico	Domicilio social	Actividad	Empresa auditora
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,89%	Buenos Aires (Argentina)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Electrogas S.A	42,50%	42,50%	Santiago de Chile (Chile)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores
Endesa Brasil S.A.	37,65%	37,65%	Río de Janeiro (Brasil)	Sociedad de Cartera	Deloitte
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	45,00%	Buenos Aires (Argentina)	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica	Deloitte
GNL Chile.S.A.	33,33%	33,33%	Santiago de Chile (Chile)	Promover proyecto para suministro de gas licuado	Ernst & Young
GNL Quintero S.A.	20,00%	20,00%	Santiago de Chile (Chile)	Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado	Ernst & Young
Inversiones Electrogas S.A.	42,50%	42,50%	Santiago de Chile (Chile)	Sociedad de Cartera	Kpmg Auditores

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE ENDESA CHILE
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009

RESUMEN

- Ventas físicas consolidadas aumentaron un 4,2%, alcanzando los 59.859 GWh, principalmente por Chile y Argentina. Sin embargo, los Ingresos de Explotación disminuyeron un 4,6% alcanzando Ch$ 2.418.919 millones.

- Costos de Explotación alcanzaron Ch$ 976.146 millones, una reducción de 25,2%, producto del menor uso de combustible para la generación térmica. Durante 2009, el diesel WTI alcanzó un precio promedio de US$ 68,8 por barril representando un 31,3% de caída comparando con los US$100,1 en 2008.

- Resultado Neto atribuible a Endesa Chile alcanzó Ch$627.053 millones, un aumento de 44,8%.

- EBITDA alcanzó Ch$ 1.257.072 millones, un aumento de 18,5% sobre los Ch$1.060.768 millones en 2008.

- Resultado financiero disminuyó en Ch$ 18.101 millones, 9,6% menores a 2008.

- Resultado de inversiones en empresas relacionadas alcanzó Ch$ 98.458 millones un aumento de 19,9%, principalmente producto de los mejores resultados de Endesa Brasil.

- La generación hidroeléctrica consolidada aumentó 7,9%, principalmente por Argentina y Chile.

Comportamiento del negocio por país

- En Chile, el Ebitda aumentó Ch$ 123.239 millones por:

  - Bajos precios de los combustibles y consumo.
  - Mejor mix de producción por mayor hidrología.
  - Mayor disponibilidad de gas mejorando la eficiencia.

- En Colombia, Ebitda aumentó Ch$ 39.949 millones por:

  - Altos precios de ventas, explicado por el fenómeno de “El Niño”.
  - Mayores ventas para la demanda contratada.

- En Peru, Ebitda aumentó Ch$ 26.256 millones por:

  - Mejor mix de producción por mayor hidrología.
  - Menores compras de energía en el mercado spot.

- En Argentina, Ebitda aumentó Ch$ 7.624 millones por:

  - Mayor hidrología
  - Mayores ventas al mercado spot
  - Mejor mix de producción

RESUMEN FINANCIERO

- Exitosa modificación de cláusulas de incumplimiento en los Bonos Yankee de Endesa Chile, limitando a los flujos generados por las filiales chilenas el oportuno y suficiente cumplimiento de los resguardos financieros asociados a dicha deuda. Un default en filiales extranjeras ya no afectan estos bonos.

- La deuda consolidada, disminuyó 5,8% a US$ 4.172.

- La tasa de interés promedio, disminuyó desde 8,7% a 6,5%, en términos consolidados.

- La cobertura de intereses aumentó 24,7%, a 6,7 veces.

- La liquidez al cierre del año, fue la siguiente:

  - Líneas de crédito no comprometidas: US$ 231 millones en Chile.
  - Líneas de crédito comprometidas: US$ 100 millones en Chile.
  - Líneas de crédito comprometidas: US$ 200 millones en el mercado internacional.
  - Caja y caja equivalentes consolidada: US$ 880 millones.

- Cobertura y protección:

Endesa Chile, durante el año 2009 continuó aplicando un estricto control de liquidez en todas sus filiales.

Al cierre de 2009, el detalle de los instrumentos era:

Swaps de Tasa de Interés por US$ 200 millones, para mitigar la exposición a variaciones importantes.
Collars, por US$ 40 millones, para una protección adicional.
Forwards por US$ 129 millones para mitigar variaciones en el 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

- El mercado accionario chileno tuvo el mayor rendimiento de los últimos 16 años, mostrando un alto desempeño en comparación con otros indicadores de bolsas en el mundo, y continuó mostrando su fortaleza y una alta exposición a sectores comúnmente denominados defensivos. El IPSA registró el más alto desempeño de los últimos 16 años, +50,7%, superando otros indicadores mundiales: Dow Jones Industrials: +18,8%, S&P 500: +23,5%, UKX: +22,1%, FTSE 250: +46,3% and IBEX: +29,8%.

- Los títulos bursátiles de Endesa Chile mostraron un alto desempeño en los dos mercados en que efectúa transacciones. El ADR de Endesa Chile superó los índices más representativos de la bolsa estadounidense, registrando un retorno de 50,1%; la acción de Endesa Chile incrementó su precio en 17,6% durante el año, incrementándose desde Ch$733,9 a Ch$863,3.

- Adicionalmente, durante este año, Endesa Chile continuó siendo uno de los títulos más transados de la Bolsa de Comercio de Santiago, con un promedio diario de US$ 8,5 millones en 2009.

Monto promedio diario transado en 2009	
Miles de US$	
SQM-B	17.608
D&S	16.289
ENDESA CHILE	8.468
ENERSIS	7.840
CAP	7.582

Fuente: Bolsa de Comercio de Santiago.

RESUMEN DE CLASIFICACIÓN DE RIESGO

- El perfil crediticio de Endesa Chile ha continuado fortaleciéndose en el año 2009, con avances en la posición de liquidez y reducciones en el nivel de apalancamiento. La perspectiva positiva del perfil financiero y operacional se ha visto reflejada en una mejora en la clasificación por Fitch Ratings durante enero 2010.

- La calificación corporativa para la deuda denominada en moneda extranjera aumento a BBB+ desde BBB y la local, a AA desde AA-.

- Fitch Ratings destacó lo siguiente:

  Las mejoras alcanzadas tanto a nivel operativo como financiero, e incorpora las expectativas de que sus flujos de caja sean menos volátiles en el futuro y que mantenga solidas medidas de protección crediticia en el mediano plazo.
  La entrada en vigencia de nuevos contratos de venta con mecanismos de indexación de precios, el mantenimiento de una política comercial conservadora.

- Los recientes aumentos en su capacidad de generación, y su participación en el recientemente inaugurado terminal de gas natural licuado (GNL) en Chile, como una plataforma de negocios más solida, que le permitiría obtener ingresos menos volátiles.

➢ Las actuales clasificaciones de riesgo son:

Clasificación de riesgo internacional:

Endesa Chile	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB / Estable	Baa3 / Estable	BBB+ / Estable

Clasificación de riesgo nacional:

Endesa Chile	Feller Rate	Fitch
Acciones	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA- / Estable	AA / Estable

➢ La clasificación de riesgo de los países donde Endesa Chile opera, también han experimento positivos cambios durante 2009. Moody's elevó la clasificación en moneda extranjera de Perú y Brasil hasta alcanzar el grado de inversión.

➢ Así, a diciembre 2009, el 95% del EBITDA viene de países "Grado de Inversión".

I.- ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. - Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible al controlador de Endesa Chile al cierre de diciembre de 2009, fue de $ 627.053 millones, comparado con los $ 433.177 millones de utilidad registrados en el mismo período de 2008, lo que representó una un incremento de 44,8%

Un comparativo de cada uno de los ítems del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de $)	Dic-08	Dic-09	Variación dic 08-dic 09	% Variación dic 08-dic 09
INGRESOS	**2.536.388**	**2.418.919**	**(117.469)**	**(4,6%)**
Ventas	2.531.568	2.408.239	(123.329)	(4,9%)
Otros ingresos de explotación	4.820	10.680	5.860	121,6%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	**(1.304.453)**	**(976.146)**	**328.307**	**25,2%**
Consumo de energía	(224.432)	(164.313)	60.120	26,8%
Consumo de combustibles	(845.936)	(587.064)	258.872	30,6%
Gastos de transporte y otros servicios	(187.325)	(173.035)	14.289	7,6%
Otros aprovisionamientos y servicios	(46.760)	(51.734)	(4.974)	(10,6%)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.231.935**	**1.442.773**	**210.838**	**17,1%**
Trabajos para el inmovilizado	500	732	232	46,3%
Gastos de personal	(63.800)	(75.564)	(11.765)	(18,4%)
Otros gastos fijos de explotación	(107.868)	(110.869)	(3.001)	(2,8%)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	**1.060.768**	**1.257.072**	**196.304**	**18,5%**
Depreciación y amortización	(186.605)	(196.142)	(9.538)	(5,1%)
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	-	(44.000)	(44.000)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**874.164**	**1.016.931**	**142.767**	**16,3%**
RESULTADO FINANCIERO	**(188.895)**	**(170.794)**	**18.101**	**9,6%**
Ingresos financieros	34.323	25.316	(9.007)	(26,2%)
Gastos financieros	(198.440)	(188.368)	10.071	5,1%
Resultados por unidades de reajuste	(18.950)	9.275	28.226	148,9%
Diferencias de cambio	(5.828)	(17.017)	(11.189)	(192,0%)
Otros resultados distintos de la operación	**82.132**	**98.458**	**16.326**	**19,9%**
Resultados de otras inversiones	**1.016**	**(90)**	**(1.107)**	**(108,9%)**
Resultados en ventas de activo	**(708)**	**65**	**773**	**109,2%**
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	**767.708**	**944.569**	**176.860**	**23,0%**
Impuesto sobre sociedades	(210.178)	(172.468)	37.709	17,9%
RESULTADO DEL PERÍODO	**557.531**	**772.100**	**214.570**	**38,5%**
Sociedad Dominante	**433.177**	**627.053**	**193.876**	**44,8%**
Accionistas Minoritarios	124.354	145.047	20.693	16,6%
Utilidad por Acción **$**	52,8	76,5	23,6	44,8%

Resultado de explotación

Al 31 de diciembre de 2009, el resultado de explotación fue de $ 1.016.931 millones, un aumento de 16,3% respecto a los $ 874.164 millones que se registraron al cierre de 2008. Este mayor resultado tiene como principal eje la disminución en los costos de explotación.

El EBITDA, o resultado bruto de explotación, alcanzó $ 1.257.072 millones al cierre de 2009, un aumento de 18,5% respecto a 2008. No se refleja en lo anterior el aporte de la inversión en Endesa Brasil, ya que no se consolida en Endesa Chile.

En resumen, los ingresos, costos y resultados de explotación de las filiales de Endesa Chile, para los períodos terminados a diciembre de 2009 y 2008, se muestran a continuación:

PAIS	Chile		Otros Chile		Argentina		Colombia		Perú		Totales	
	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009
Ingresos de explotación	1.605.337	1.369.647	36.856	39.001	284.228	296.578	401.470	500.964	208.497	213.625	2.536.388	2.418.919
% s/consolidado	63%	57%	1%	2%	11%	12%	16%	21%	8%	9%	100%	100%
Costos de explotación	(1.037.600)	(729.607)	(37.069)	(31.921)	(246.944)	(253.627)	(184.652)	(250.153)	(156.725)	(137.576)	(1.662.225)	(1.401.989)
% s/consolidado	62%	52%	2%	2%	15%	18%	11%	18%	9%	10%	100%	100%
Resultado operacional	**567.737**	**640.040**	**-212**	**7.080**	**37.284**	**42.951**	**216.818**	**250.811**	**51.772**	**76.049**	**874.164**	**1.016.931**

Análisis del Negocio por País

Chile

En Chile, el resultado de explotación al 31 de diciembre de 2009 alcanzó $ 640.040 millones, un aumento de 12,7% respecto del año 2008. Este crecimiento es explicado principalmente por una disminución de 41,3% en los costos de explotación, como consecuencia de favorables condiciones hidrológicas durante el 2009, mejorando el mix de producción. Lo anterior permitió disminuir las compras de energía en 61,2% y el consumo de combustible en 43,0%. Aún cuando las ventas al mercado spot aumentaron un 25,6%, lo que permitió aumentar las ventas físicas totales en 3,7%, los precios medios disminuyeron, llevando a una disminución del 14,7% en los ingresos. La producción de 22.239 GWh registrada al cierre de diciembre de 2009 significó un aumento de 4,6% respecto del año anterior. Lo anterior lleva a que el EBITDA del negocio en Chile, o resultado bruto de explotación, alcanzara $ 780.225 millones acumulado a diciembre de 2009, comparado con los $ 663.697 millones acumulado durante 2008.

Argentina

En Argentina, el resultado de explotación al cierre de diciembre de 2009 alcanzó a $ 42.951 millones, comparado con los $ 37.284 millones registrados en el año anterior, lo que significa un aumento de 15,2%. El Chocón mostró mejor nivel de embalses producto del almacenamiento durante comienzos de año, lo que aporta una mejor disponibilidad hidráulica. Con esto, aumentó un 103,4% su resultado de explotación, alcanzando $ 38.700 millones acumulado al cierre de 2009, producto de mayores ventas físicas de 61,4% en comparación con el año anterior. A su vez, el resultado de explotación de Costanera alcanzó $ 4.380 millones a diciembre de 2009, disminuyendo en 76,2% comparado con el cierre de 2008. Las ventas físicas disminuyeron en 3,0%, lo que explica la disminución en los ingresos de explotación de 3,7% al cierre de diciembre de 2009 comparado con el año anterior. Los costos de explotación de ésta aumentaron en 1,1% comparando los dos períodos, explicado principalmente por un 39,0% de mayor costo de compra de energía. Con todo lo anterior, el EBITDA combinado de nuestras operaciones en Argentina tuvo un aumento de 13,2% al cierre de 2009, alcanzando $ 65.593 millones.

Colombia

El resultado de explotación de nuestra operación en Colombia alcanzó $ 250.811 millones al cierre de diciembre de 2009, un 15,7% mayor al alcanzado en 2008. El mayor resultado se explica principalmente por el mayor precio medio medido en moneda local, debido a la baja hidrología durante el período como también a un aumento de las ventas físicas de 2,7% comparado con el cierre de 2008. A su vez, esta situación climática resultó en un mix de producción menos eficiente, haciendo aumentar en 43,0% los costos de explotación, donde las compras de energía y el consumo de combustible para la generación térmica aumentaron un 95,1% y 91,5%, respectivamente. El EBITDA, o resultado bruto de explotación en Colombia, aumentó en 16,1% al cierre de 2009, alcanzando $ 287.328 millones.

Perú

En Perú, se registró un resultado de explotación de $ 76.212 millones, lo que representa un aumento de 46,7% millones respecto del año 2008. Lo anterior es explicado por un mejor mix de producción debido a la mejor hidrología acumulada durante el año 2009, que permitió reducir los costos de explotación en 26,9% comparado con el cierre de 2009, con 64,8% menores costos de compra de energía y un 18,4% menor consumo de combustible para la generación térmica. La disminución en los costos de compras de energía también refleja el reverso de provisión por compras de energía para distribuidoras sin contrato. El EBITDA en Perú alcanzó $ 114.425 millones al cierre de 2009 comparado con los $ 88.179 millones de 2008.

Resultado Financiero

El resultado financiero al 31 de diciembre de 2009 alcanzó $170.794 millones negativo, un 9,6% menor que el cierre de diciembre de 2008, que alcanzó $188.895 millones. Las principales variaciones de este resultado se generan por menores Gastos Financieros por $10.071 millones, principalmente en Chile, producto de menor volumen de deuda media y disminución en la tasa de interés, y por $ 9.275 millones de utilidad en resultado por unidades de reajuste de la deuda denominada en Unidades de Fomento en Chile, producto de la menor inflación.

Lo anterior, fue parcialmente compensado por una pérdida de diferencia de cambio de $17.017 millones, básicamente en Chile, producto de la apreciación del peso respecto del dólar que afectó a los activos netos mantenidos en dólares y por menor Ingreso Financiero por $ 9.007 millones.

Otros Resultados e Impuestos

Los otros resultados alcanzaron $98.433 millones a diciembre de 2009, aumentando 19,4% con respecto a diciembre de 2008. Estos reflejan en su mayoría la participación proporcional de los resultados provenientes de la coligada Endesa Brasil S.A., los que aumentaron producto de mejores resultados en CIEN, debido al mayor nivel de transmisión de energía y mejores resultados en Fortaleza, producto de una mayor generación y un aumento en las ventas físicas en el mercado Spot. Lo anterior, fue compensado por un menor precio en el mercado Spot y menor volumen vendido por Cachoeira Dourada. Por esto, el resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación aumentó 19,9% al cierre de diciembre de 2009, alcanzando $98.458 millones.

Los impuestos disminuyeron en $37.709 millones al 31 de diciembre de 2009, comparado con diciembre de 2008.

2. - Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de $)	Dic-08	Dic-09	Variación dic 08-dic 09	% Variación dic 08-dic 09
Activos Corrientes	1.241.839	942.361	(299.478)	(24,1%)
Activos No Corrientes	5.437.066	5.226.991	(210.075)	(3,9%)
Total Activos	**6.678.905**	**6.169.353**	**(509.553)**	**(7,6%)**

Los activos totales de la Compañía presentan a diciembre de 2009 una disminución de Ch$509.553 millones respecto de diciembre 2008, esto se debe principalmente a:

- Activos Corrientes presentan una disminución de Ch$229.478 millones equivalente a un 24,1%, que se explica por:
  - Disminuciones en efectivo y equivalente al efectivo por $ 272.780 millones, principalmente por el pago de dividendos y deudas, y por la disminución en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por $ 13.995 millones.
- Activos No Corrientes presentan una disminución de Ch$210.075 millones equivalente a un 3,9%, principalmente por:
  - Disminución en propiedad, plantas y equipos, neto por $ 213.905 millones, básicamente por el efecto de la conversión de moneda interna de cada país y al efecto del tipo de cambio por aproximadamente $ 364.000 millones, la depreciación del ejercicio por $ 192.773 millones, parcialmente compensado por las adiciones del período por aproximadamente $ 315.590 millones.

- ❖ Disminución en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por $ 86.696 millones, básicamente por traspaso del largo plazo de la cuenta por cobrar de la asociada Atacama Finance y disminución en activos por impuestos diferidos y otros activos por $ 18.151 millones.
- ❖ Lo anterior, parcialmente compensado por el aumento en inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación por $ 37.394 millones, básicamente mejores resultados de la asociada Endesa Brasil y diferencia de cambio y aumento en activos intangibles por $ 71.230 millones, básicamente al fondo de comercio surgido de la compra del 29,4% de Edegel.

Pasivos (millones de $)	Dic-08	Dic-09	Variación dic 08-dic 09	% Variación dic 08-dic 09
Pasivos Corrientes	1.355.644	981.102	(374.542)	(27,6%)
Pasivos No Corrientes	2.621.307	2.233.249	(388.058)	(14,8%)
Patrimonio Neto	2.701.954	2.955.002	253.048	9,4%
Dominante	1.598.730	2.069.086	470.356	29,4%
Minoritario	1.103.224	885.916	(217.308)	(19,7%)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**6.678.905**	**6.169.353**	**(509.553)**	**(7,6%)**

Los pasivos totales de la compañía presentan una disminución de $509.552 millones respecto a diciembre de 2008. Esto se debe principalmente a:

- ➢ Los pasivos corrientes disminuyen en Ch$374.542 millones, equivalentes a un 27,6%, explicado principalmente por las variaciones en:

  - ❖ Disminución en préstamos que devengan intereses por $ 394.762 millones, principalmente en Endesa Chile por el pago de bonos (put option y yankee), más intereses y el efecto del tipo de cambio por $ 280.100 millones; por pago de préstamos y bonos en Emgesa por $ 91.390 millones, y en Edegel por $ 38.140 millones, parcialmente compensado por traspaso de deuda del largo plazo de GasAtacama por $ 34.637 millones.

  - ❖ Disminución en cuentas por pagar a empresas relacionadas por $ 46.842 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por: aumento en acreedores comerciales y otras cuentas por pagar por $ 26.197 millones, principalmente mayores proveedores por compra de energía y dividendos por pagar a terceros, y aumento en cuentas por pagar por impuestos corrientes por $ 39.979 millones.

- ➢ Los pasivos no corrientes disminuyeron en $ 388.058 millones, equivalentes a un 14,8%, que se explica principalmente por:

  - ❖ Disminución en préstamos que devengan intereses por $ 342.563 millones, principalmente en Endesa Chile por un menor tipo de cambio y al menor reajuste de deuda denominada en Unidades de Fomento (U.F.), debido a la menor inflación, en Endesa Costanera, Chocón y Edegel por pago de préstamos y disminución del tipo de cambio, traspaso al corto plazo de la deuda de GasAtacama, parcialmente compensado por aumentos de préstamos en Emgesa y disminución en pasivos por impuestos diferidos por $ 51.498 millones. Lo anterior, fue parcialmente compensado por aumento en provisiones por $ 16.870 millones.

El patrimonio neto aumentó en $ 253.048 millones respecto de diciembre de 2008. El dominante aumentó en $ 470.356 millones que se explica mayormente por el resultado del ejercicio de $ 627.053 millones, el aumento en la reserva de cobertura de ingresos dolarizados por $ 185.568 millones y en otras reservas por $ 13.965 millones.

Esto fue parcialmente compensado por el efecto sobre la sociedad dominante de las diferencias de conversión sobre las inversiones y plusvalías compradas por $ 124.473 millones, pago de dividendos por $ 130.371 millones de los cuales se encontraban provisionados al 31 de diciembre de 2008 $ 86.730 millones y disminución por dividendo mínimo por $ 188.116 millones.

La participación de los minoritarios disminuye en $ 217.308 millones, producto de los efectos netos de conversión, dividendo mínimo y reverso de cobertura de derivados, y por el resultado del minoritario.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador		Unidad	Dic-08	Dic-09	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,92	0,96	0,04	4,3%
	Razón Acida (1)	Veces	0,83	0,86	0,03	3,6%
	Capital de Trabajo	MM$	(113.805)	(38.740)	75.065	(66,0%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	1,47	1,09	(0,38)	(25,9%)
	Deuda Corto Plazo	%	34,09	30,52	(3,57)	(10,5%)
	Deuda Largo Plazo	%	65,91	69,48	3,57	5,4%
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	5,35	6,67	1,32	24,7%
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingresos explotación	%	34,46	42,04	7,58	22,0%
	Rentabilidad del Patrimonio Dominante	%	27,10	30,31	3,21	11,8%
	Rentabilidad del Activo	%	8,35	12,52	4,17	49,9%

(1) Activo circulante neto de inventarios y pagos anticipados.
(2) Se utilizó el EBITDA dividido por costos financieros.

El índice de liquidez a diciembre de 2009 alcanza a 1,0 veces, presentando un aumento equivalente a 4,3% respecto a diciembre de 2008. Lo anterior, refleja a una compañía con una sólida posición de liquidez, manteniendo sus obligaciones con bancos y financiando sus inversiones con los excedentes de caja y un adecuado calendario de vencimiento de sus deudas.

La razón de test ácido alcanzó 0,9 veces, un aumento de 3,6% respecto diciembre 2008, básicamente explicado por la reducción de intereses en los bonos.

La razón de endeudamiento se sitúa en 1,1 veces a diciembre de 2009, mostrando una disminución de 25,9% respecto a diciembre de 2008.

La cobertura de gastos financieros aumentó 24,7%, al pasar de 5,3 a 6,7 veces en el presente ejercicio. Lo anterior es producto del significativo incremento del EBITDA que ha obtenido la sociedad en el presente período y a la contención de los costos financieros, principalmente por el efecto positivo por la UF.

El índice de rentabilidad dado por el resultado de explotación sobre los ingresos de explotación se incrementa en 22,0%, alcanzando un 42,0% a diciembre de 2009.

La rentabilidad anual del patrimonio de la dominante aumentó desde 27,1% a 30,3%. Lo anterior, como consecuencia del mayor resultado obtenido en el período, a pesar del aumento del Patrimonio de la dominante.

La rentabilidad anual de los activos, pasó de un 8,3% a un 12,5% a diciembre de 2009, situación que también refleja el mejor resultado obtenido en el presente período, compensado en parte por el aumento de los activos.

3. - Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó durante el período un flujo neto negativo de Ch$246.238 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de $)	Dic-08	Dic-09	Variación dic 08-dic 09	%Variación dic 08-dic 09
de la Operación	950.938	995.570	44.632	4,7%
de Inversión	(201.672)	(441.455)	(239.783)	(118,9%)
de Financiamiento	(146.474)	(800.353)	(653.879)	(446,4%)
Flujo neto del período	602.792	(246.238)	(849.030)	(140,8%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de $ 995.570 millones, lo que representa un aumento de un 4,7% respecto a diciembre de 2008. Este flujo está compuesto principalmente por la utilidad del ejercicio, de $ 772.100 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de $441.455 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo, y adquisición de activos intangibles por $316.001 millones, otros desembolsos de inversión por $208.922 millones y préstamos a empresas relacionadas por $8.975 millones, compensado por recaudación en ventas de propiedades, planta y equipo por $ 4.807 millones, importes recibidos por dividendos por $ 75.348 millones y otros flujos de efectivos por $ 12.288 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de $ 800.353 millones. Este flujo está originado principalmente por reembolso de otros pasivos financieros (bonos) por $ 439.519 millones, pago de préstamos por $ 231.907 millones, pago de préstamos a empresas relacionadas por $ 58.538 millones, pago de intereses por $ 114.393 millones, pago de dividendos a minoritarios por $ 164.683 millones, pago de dividendos por la entidad que informa por $156.415 millones y otros por $ 3.172 millones. Lo anterior se compensa por obtención de préstamos por $ 230.775 millones, emisión de otros pasivos financieros por $ 126.062 millones y préstamos de entidades relacionadas por $11.437 millones.

INFORMACION PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA

Empresa	(millones de pesos)			
	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	2008	2009	2008	2009
Endesa Matriz	157.744	203.892	59.217	59.414
Endesa Eco	43.352	52.390	1.279	1.672
Pehuenche	267	410	12.107	12.180
San Isidro	4.419	2.737	8.268	8.926
Pangue	456	619	4.314	4.381
Celta	(2.675)	4.115	2.929	2.610
Enigesa	874	295	119	99
Ingendesa	599	227	267	209
Túnel El Melón	46	-	1	-
EASA (Grupo)	27.495	21.375	20.685	22.643
Emgesa	24.011	19.881	29.602	35.943
Generandes Peru (Grupo)	9.003	7.110	36.073	38.003
Transquillota	787	2.129	559	322
Hidroaysén	-	12.733	50	55
Gas Atacama	759	2.938	7.162	6.317
Total Consolidado	**255.118**	**315.590**	**182.631**	**192.773**

II.- INVERSIONES

Endesa Chile se encuentra construyendo y estudiando una serie de proyectos. Reforzando su compromiso con la sostenibilidad y en el marco de las iniciativas de desarrollo de proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tras la entrada en operación comercial en diciembre de 2007 del parque eólico Canela, de 18 MW, Endesa Chile -a través de su filial Endesa Eco-, el 25 de noviembre de 2009 completó el proceso de puesta en servicio de los 40 aerogeneradores del parque eólico Canela II, que fue declarado en operación comercial el 11 de diciembre de 2009, con una potencia de 60 MW. Con todo, el parque eólico Canela, que opera en la comuna del mismo nombre, cuenta hoy con una potencia instalada total de 78 MW, convirtiéndose así en el primer y principal parque eólico del SIC (Sistema Interconectado Central) y en el segundo de Sudamérica.

El proyecto GNL Quintero, donde Endesa Chile participa con el 20% de la propiedad del terminal de regasificación, inauguró el 22 de octubre de 2009 su primera etapa. Se estima que la planta regasificadora, que ya se encuentra en funcionamiento, opere en forma definitiva y con toda su capacidad de almacenamiento en 2010.

El 20 de junio de 2009, la primera unidad del proyecto termoeléctrico central Quintero, que Endesa Chile construyó en la Región de Valparaíso, realizó con éxito su primera sincronización con el SIC y comenzó su operación comercial el 23 de julio. El 28 de agosto efectuó su sincronización con el sistema interconectado la segunda unidad, que fue declarada en operación comercial el 4 de septiembre. Esta central, ubicada en un sitio contiguo a la planta regasificadora de GNL de Quintero, registró una potencia total bruta de 257 MW y quedó en condiciones de ser operada tanto con gas natural como con petróleo diesel.

HidroAysén, sociedad en la que Endesa Chile tiene el 51% del capital social y Colbún S.A. el 49% restante, y cuya capacidad instalada total sería de 2.750 MW, se encuentra tramitando su Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Dentro de este proceso y durante el ejercicio, el 20 de octubre de 2009 se presentó a CONAMA Región de Aysén la Adenda N°1 al EIA, que contiene las respuestas a las consultas de la autoridad ambiental, a través del Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones N° 1 (ICSARA N° 1).

Se continúa trabajando en la construcción de la central a carbón Bocamina II, en Coronel, Región del Bío Bío. Con una potencia de 370 MW, la planta estará dotada de las últimas tecnologías en reducción de emisiones y se estima que entrará en servicio en diciembre de 2010.

En Perú, en enero de 2008, Edegel firmó con Siemens Power Generation un contrato “llave en mano” por la instalación de una turbina de 189 MW en la central Santa Rosa, que considera como combustible gas natural de Camisea. El 2 de septiembre de 2009 la turbina entró en operación comercial, con 193,18 MW de potencia bruta. Posteriormente, el 28 de noviembre se reconoció un incremento de potencia de 6,65 MW, con lo que la potencia de la turbina alcanzó los 199,83 MW. Esto permitió incrementar la capacidad instalada de Edegel a 1.667 MW y acompañar el crecimiento de la demanda de ese mercado.

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 en junio el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de Emgesa. Con una capacidad de 400 MW y conforme al nuevo programa del proyecto, actualmente se avanza con el proceso de licitación de los contratos principales de obras civiles y el de suministro y montaje del equipamiento.

En Argentina, Endesa Chile -a través de sus filiales Endesa Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A.-, realizó entre 2004 y 2007, una inversión de 21% de participación en las sociedades Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A., correspondientes a dos ciclos combinados de 800 MW cada uno, que se pusieron en servicio en ciclo abierto durante 2008. El cierre de los ciclos (operación a ciclo combinado) ocurrirá a fines de enero de 2010. Una vez que ello ocurra, las empresas empezarían a recuperar sus acreencias con los flujos generados por los proyectos, a través del contrato de venta de su producción al MEM.

III. SOSTENIBILIDAD Y MEDIO AMBIENTE

En enero de 2009, Endesa Chile recibió la distinción “Silver Class” en el “Sustainability Yearbook 2009” publicado por la agencia suiza SAM (Sustainable Asset Management) en conjunto con Pricewaterhouse Coopers, con lo que la compañía se ubica entre las 6 empresas eléctricas con mejor desempeño en sostenibilidad a nivel mundial.

En marzo, Endesa Chile recibió el Premio a la empresa de servicio público con Mejor Gobierno Corporativo en IR Global Rankings 2009 de la consultora financiera y de relaciones con inversionistas MZ Consult. Esta distinción reconoce los esfuerzos realizados por el Directorio y la Administración de la compañía por implementar las mejores prácticas en este ámbito.

El parque eólico Canela I de Endesa Eco, sociedad para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de Endesa Chile, fue registrado como proyecto MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) en la Oficina de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC), instancia que permitirá verificar y, posteriormente, comercializar las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, las que se estiman en 27.251 toneladas de CO2 equivalente al año.

En septiembre, Endesa Chile recibió la evaluación realizada por la agencia suiza SAM (Sustainable Asset Management), que selecciona a las firmas miembros del indicador de sostenibilidad Dow Jones Sustainability Index (DJSI). La empresa obtuvo 78 puntos, 2 más que en 2008, lo que representa la mejor puntuación histórica obtenida por la compañía y la sitúa en el rango de empresas eléctricas líderes a nivel mundial en la materia.

En tanto, su Comunicación de Progreso (COP), Informe enviado a Naciones Unidas sobre el cumplimiento del Pacto Global de Endesa Chile, fue calificado por Naciones Unidas como “Notable” esto significa que es un ejemplo de adopción de prácticas y políticas que promueven los 10 principios del Pacto Global, lo que se funde en cuatro áreas fundamentales: Derechos humanos, Derechos laborales, Medio Ambiente y Lucha contra la corrupción.

En el ámbito Medio Ambiental, de los 65.158,1 GWh generados durante el 2009, el 99,9% fue generado por centrales cuyo Sistema de Gestión Ambiental (SGA) está certificado conforme a la Norma ISO 14.001. Por otra parte, el 100% fue generado por centrales que tienen su Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional (SGS&SO) certificado en la Norma OHSAS 18.001, muestra del compromiso de la compañía con el entorno y la seguridad del trabajo.

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 destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de Endesa Chile.
- Cada negocio y área corporativa define:

I. Los mercados y productos en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.

II. Criterios sobre contrapartes.

III. Operadores autorizados.

- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados por las entidades internas que correspondan.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de 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 47% a diciembre de 2009.

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 collars que aseguran la tasa Libor dentro de una banda determinada o 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:

	2008 %	2009 %
Tasa de interés fijo	52%	46%
Tasa de interés protegida	3%	1%
Tasa de interés variable	45%	53%
Total	**100%**	**100%**

Riesgo de tipo de cambio

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

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

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo 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.

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

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

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 con respecto a las características y condiciones de los derivados financieros ver nota 17.

Al 31 de diciembre de 2009, el Grupo Endesa tenía una liquidez de $ 446.438 millones en efectivo y otros medios equivalentes, y $ 152.130 millones en líneas de crédito disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2008, el Grupo tenía una liquidez de $719.218 millones en efectivo y otros medios equivalentes, y $ 127.290 millones en líneas de crédito 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 (Moodys, S&P y Fitch).

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

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que alrededor del 90% de las operaciones son con entidades cuyo rating es igual o superior a A.

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 Monte-Carlo. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo, calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día.

El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día.

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

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

Posiciones financieras	Saldo al	
	2008 M$	2009 M$
Tasa de interés	19.723.792	16.308.634
Tipo de cambio		734.415
Correlación		(813.296)
Total	**19.723.792**	**16.229.753**

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado a lo largo de los años 2009 y 2008 en función del vencimiento/inicio de operaciones a lo largo del ejercicio.

IV. 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. La vida útil se revisa periódicamente.

La plusvalía comprada (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 comprada 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.c 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. Como resultado de dicha evaluación se determinó que no existe deterioro asociado a los negocios adquiridos, excepto en el caso de nuestra sociedad controlada en forma conjunta Gas Atacama Holding Ltda., cuya prueba de deterioro determinó en el año 2007 que el valor recuperable de los activos eran inferiores a su valor contable, realizando una provisión en dicha fecha.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en Nota N°3 de los Estados Financieros.

(MILLONES DE PESOS)	Ingresos de Explotación		Costos Operacionales		Resultado de Explotación		Variación	Var. %
	2008	2009	2008	2009	2008	2009		
ARGENTINA	284.228	296.578	(246.944)	(253.627)	37.284	42.951	5.666	15,2%
COLOMBIA	401.470	500.964	(184.652)	(250.153)	216.818	250.811	33.993	15,7%
PERÚ	208.497	213.625	(156.725)	(137.576)	51.772	76.049	24.276	46,9%
AJUSTES CONS. FILIALES EXTR.	-	(897)	764	897	764	-	(764)	(100,0%)
TOTAL EXTRANJERO	**894.195**	**1.010.271**	**(587.556)**	**(640.460)**	**306.639**	**369.811**	**63.172**	**20,6%**
NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	1.605.337	1.369.647	(1.037.600)	(729.607)	567.737	640.040	72.304	12,7%
OTROS NEGOCIOS EN CHILE	36.856	39.001	(37.069)	(31.921)	(212)	7.080	7.292	(3437,3%)
TOTAL CHILE	**1.642.193**	**1.408.649**	**(1.074.669)**	**(761.529)**	**567.524**	**647.120**	**79.596**	**14,0%**
TOTAL CONSOLIDADO	**2.536.388**	**2.418.919**	**(1.662.225)**	**(1.401.989)**	**874.164**	**1.016.931**	**142.767**	**16,3%**

(MILLONES DE PESOS)	Ingresos de Explotación				
	2008	% Ingresos 2008	2009	% Ingresos 2009	Var.
CHOCÓN (ARGENTINA)	44.141	1,7%	65.298	2,7%	21.158
COSTANERA (ARGENTINA)	240.087	9,5%	231.280	9,6%	(8.808)
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN ARGENTINA	-	0,0%	-	0,0%	-
TOTAL ARGENTINA	**284.228**	**11,2%**	**296.578**	**12,3%**	**12.350**
EMGESA (COLOMBIA)	401.470	15,8%	500.964	20,7%	99.494
TOTAL COLOMBIA	**401.470**	**15,8%**	**500.964**	**20,7%**	**99.494**
EDEGEL (PERÚ)	208.497	8,2%	213.625	8,8%	5.128
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN PERÚ	-	0,0%	-	0,0%	-
TOTAL PERÚ	**208.497**	**8,2%**	**213.625**	**8,8%**	**5.128**
AJUSTES CONS. FILIALES EXTR.	-	0,0%	(897)	0,0%	(897)
TOTAL EXTRANJERO	**894.195**	**35,3%**	**1.010.271**	**41,8%**	**116.076**
NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	1.605.337	63,3%	1.369.647	56,6%	(235.690)
OTROS NEGOCIOS EN CHILE	36.856	1,5%	39.001	1,6%	2.145
TOTAL CHILE	**1.642.193**	**64,7%**	**1.408.649**	**58,2%**	**(233.545)**
TOTAL CONSOLIDADO	**2.536.388**	**100,0%**	**2.418.919**	**100,0%**	**(117.469)**

(MILLONES DE PESOS)	Total Costos Operacionales				
	2008	% Gastos 2008	2009	% Gastos 2009	Var.
CHOCÓN (ARGENTINA)	(25.110)	1,5%	(26.598)	1,9%	(1.488)
COSTANERA (ARGENTINA)	(221.662)	13,3%	(226.900)	16,2%	(5.237)
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN ARGENTINA	(171)	0,0%	(130)	0,0%	41
TOTAL ARGENTINA	**(246.944)**	**14,9%**	**(253.627)**	**18,1%**	**(6.684)**
EMGESA (COLOMBIA)	(184.652)	11,1%	(250.153)	17,8%	(65.501)
TOTAL COLOMBIA	**(184.652)**	**11,1%**	**(250.153)**	**17,8%**	**(65.501)**
EDEGEL (PERÚ)	(156.551)	9,4%	(137.413)	9,8%	19.138
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN PERÚ	(174)	0,0%	(164)	0,0%	10
TOTAL PERÚ	**(156.725)**	**9,4%**	**(137.576)**	**9,8%**	**19.148**
AJUSTES CONS. FILIALES EXTR.	764	0,0%	897	-0,1%	132
TOTAL EXTRANJERO	**(587.556)**	**35,3%**	**(640.460)**	**45,7%**	**(52.904)**
NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	(1.037.600)	62,4%	(729.607)	52,0%	307.993
OTROS NEGOCIOS EN CHILE	(37.069)	2,2%	(31.921)	2,3%	5.147
TOTAL CHILE	**(1.074.669)**	**64,7%**	**(761.529)**	**54,3%**	**313.140**
TOTAL CONSOLIDADO	**(1.662.225)**	**100,0%**	**(1.401.989)**	**100,0%**	**260.236**

(MILLONES DE PESOS)	Resultado de Explotación				
	2008	% Gastos 2008	2009	% Gastos 2009	Var.
CHOCÓN (ARGENTINA)	19.031	2,2%	38.700	3,8%	19.670
COSTANERA (ARGENTINA)	18.425	2,1%	4.380	0,4%	(14.045)
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN ARGENTINA	(171)	0,0%	(130)	0,0%	41
TOTAL ARGENTINA	**37.284**	**4,3%**	**42.951**	**4,2%**	**5.666**
EMGESA (COLOMBIA)	216.818	24,8%	250.811	24,7%	33.993
TOTAL COLOMBIA	**216.818**	**24,8%**	**250.811**	**24,7%**	**33.993**
EDEGEL (PERÚ)	51.946	5,9%	76.212	7,5%	24.266
VEHÍCULOS INVERSIÓN EN PERÚ	(174)	0,0%	(164)	0,0%	10
TOTAL PERÚ	**51.772**	**5,9%**	**76.049**	**7,5%**	**24.276**
AJUSTES CONS. FILIALES EXTR.	764	0,1%	-	0,0%	(764)
TOTAL EXTRANJERO	**306.639**	**35,1%**	**369.811**	**36,4%**	**63.172**
NEGOCIO ELÉCTRICO EN CHILE	567.737	64,9%	640.040	62,9%	72.304
OTROS NEGOCIOS EN CHILE	(212)	0,0%	7.080	0,7%	7.292
TOTAL CHILE	**567.524**	**64,9%**	**647.120**	**63,6%**	**79.596**
TOTAL CONSOLIDADO	**874.164**	**100,0%**	**1.016.931**	**100,0%**	**142.767**

Ajustes de consolidación de filiales extranjeras corresponde a ajustes de consolidación entre empresas extranjeras y chilenas.
Negocio Eléctrico en Chile incluye Endesa Chile, Pangue, Pehuenche, San Isidro, Celta, Endesa Eco, 50% de GasAtacama, 50% de Transquillota y 51% de HidroAysén.

Estados Financieros Resumidos Filiales y Subsidiarias Directas

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS FILIALES Y SUBSIDIARIAS DIRECTAS

(Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, en miles de pesos)

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA RESUMIDOS POR FILIAL	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Compañía Eléctrica San Isidro S.A.(*)		Empresa Eléctrica Pangue S.A.		Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.		Endesa Inversiones Generales S.A.		Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A.(*)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Activos												
Activos Corrientes	66.918.651	98.565.080	27.811.582	40.348.852	64.692.377	52.174.003	18.895.799	14.856.797	1.656.913	1.740.842	10.755.422	10.206.362
Activos No Corrientes	250.679.247	262.333.664	88.979.518	99.767.601	139.047.187	142.803.816	79.166.484	88.151.582	3.559.633	3.745.801	1.206.290	1.747.644
Total Activos	**317.597.898**	**360.898.744**	**116.791.100**	**140.116.453**	**203.739.564**	**194.977.819**	**98.062.283**	**103.008.379**	**5.216.546**	**5.486.643**	**11.961.712**	**11.954.006**
Patrimonio Neto y Pasivos												
Pasivos Corrientes	93.120.578	71.944.490	8.506.051	35.567.952	77.357.564	34.601.400	4.768.430	13.395.940	835.342	1.180.298	6.729.033	6.050.212
Pasivos No Corrientes	41.741.967	78.543.839	17.208.737	26.245.976	14.588.592	64.770.503	6.362.133	9.336.786	131.357	147.394	1.825.356	2.183.052
Patrimonio Neto	**182.735.353**	**210.410.415**	**91.076.312**	**78.302.525**	**111.793.408**	**95.605.916**	**86.931.720**	**80.275.653**	**4.249.847**	**4.158.951**	**3.407.323**	**3.720.742**
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	182.735.353	210.410.415	91.076.312	78.302.525	111.793.408	95.605.916	86.931.720	80.275.653	4.249.847	4.158.951	3.402.223	3.715.849
Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.100	4.893
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**317.597.898**	**360.898.744**	**116.791.100**	**140.116.453**	**203.739.564**	**194.977.819**	**98.062.283**	**103.008.379**	**5.216.546**	**5.486.643**	**11.961.712**	**11.954.006**
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL												
Total de Ingresos	**199.025.325**	**294.030.070**	**120.360.613**	**183.044.410**	**102.436.370**	**120.046.420**	**59.026.738**	**56.011.301**	**5.278.311**	**5.222.394**	**27.630.988**	**27.154.724**
Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	(3.075.314)	(18.267.141)	(92.115.088)	(117.190.209)	(6.834.584)	(39.224.270)	(40.396.096)	(48.918.466)	-	-	-	-
Margen de Contribución	**195.950.011**	**275.762.929**	**28.245.525**	**65.854.201**	**95.601.786**	**80.822.150**	**18.630.642**	**7.092.835**	**5.278.311**	**5.222.394**	**27.630.988**	**27.154.724**
Otros Gastos de Explotación	(16.320.972)	(15.623.135)	(11.949.960)	(10.931.538)	(6.220.934)	(5.807.161)	(10.283.925)	(7.203.465)	(3.774.635)	(3.609.821)	(25.130.519)	(23.369.510)
Resultado de Explotación	**179.629.039**	**260.139.794**	**16.295.565**	**54.922.663**	**89.380.852**	**75.014.989**	**8.346.717**	**(110.630)**	**1.503.676**	**1.612.573**	**2.500.469**	**3.785.214**
Ganancia (Pérdida) de Otros Resultados distintos de la Operación	6.910.046	(6.135.661)	(807.649)	(445.562)	982.555	(8.950.576)	(273.429)	583.430	48.087	109.018	(172.433)	241.873
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	**186.539.085**	**254.004.133**	**15.487.916**	**54.477.101**	**90.363.407**	**66.064.413**	**8.073.288**	**472.800**	**1.551.763**	**1.721.591**	**2.328.036**	**4.027.087**
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(31.666.399)	(44.204.117)	(2.713.630)	(8.634.242)	(15.528.743)	(11.414.599)	(1.415.805)	1.237.535	(268.332)	(468.758)	(463.969)	(696.277)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuadas después de Impuesto	**154.872.686**	**209.800.016**	**12.774.286**	**45.842.859**	**74.834.664**	**54.649.814**	**6.657.483**	**1.710.335**	**1.283.431**	**1.252.833**	**1.864.067**	**3.330.810**
Ganancia (Pérdida)	**154.872.686**	**209.800.016**	**12.774.286**	**45.842.859**	**74.834.664**	**54.649.814**	**6.657.483**	**1.710.335**	**1.283.431**	**1.252.833**	**1.864.067**	**3.330.810**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora y Participación Minoritaria												
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	154.872.686	209.800.016	12.774.286	45.842.859	74.834.664	54.649.814	6.657.483	1.710.335	1.283.431	1.252.833	1.864.274	3.330.871
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(207)	(61)
Ganancia (Pérdida)	**154.872.686**	**209.800.016**	**12.774.286**	**45.842.859**	**74.834.664**	**54.649.814**	**6.657.483**	**1.710.335**	**1.283.431**	**1.252.833**	**1.864.067**	**3.330.810**
Estado de Otros Resultados Integrales:												
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	4.922	(6.222)	-	-	-	-	(1.416)	-	-	-	(140.870)	11.968
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales												
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a los Accionistas Mayoritarios	154.877.608	209.793.794	12.774.286	45.842.859	74.834.664	54.649.814	6.656.067	1.710.335	1.283.431	1.252.833	1.723.197	3.342.778
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**154.877.608**	**209.793.794**	**12.774.286**	**45.842.859**	**74.834.664**	**54.649.814**	**6.656.067**	**1.710.335**	**1.283.431**	**1.252.833**	**1.723.197**	**3.342.778**
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO												
Capital emitido	218.818.329	218.818.329	39.005.904	39.005.904	91.041.497	91.041.497	103.099.643	103.099.643	3.055.838	3.055.838	2.600.176	2.600.176
Otras Reservas	(37.656.647)	(37.661.694)	(9.942.478)	(9.941.979)	(19.624.554)	(19.624.554)	(21.304.382)	(21.304.382)	(976.533)	(976.533)	(7.099)	(40.765)
Resultados retenidos	1.573.671	29.253.780	62.012.886	49.238.600	40.376.465	24.188.973	5.136.459	(1.519.608)	2.170.542	2.079.646	809.146	1.156.438
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	**182.735.353**	**210.410.415**	**91.076.312**	**78.302.525**	**111.793.408**	**95.605.916**	**86.931.720**	**80.275.653**	**4.249.847**	**4.158.951**	**3.402.223**	**3.715.849**
Participaciones Minoritarias	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5.100**	**4.893**
Patrimonio Neto, Total	**182.735.353**	**210.410.415**	**91.076.312**	**78.302.525**	**111.793.408**	**95.605.916**	**86.931.720**	**80.275.653**	**4.249.847**	**4.158.951**	**3.407.323**	**3.720.742**
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL												
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	163.825.540	221.980.329	30.199.147	29.376.833	59.171.672	88.580.913	12.782.409	(6.734.296)	1.671.370	1.028.986	994.102	2.107.359
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(410.379)	(267.416)	(30.916.872)	(5.932.721)	(618.614)	(18.960.699)	(4.114.979)	2.675.255	(295.192)	(874.190)	(200.876)	(468.076)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(163.762.387)	(221.039.880)	315.654	(23.703.971)	(58.551.374)	(69.641.428)	(8.681.766)	4.070.444	(1.359.494)	(154.904)	(1.132.004)	(1.396.665)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**(347.226)**	**673.033**	**(402.071)**	**(259.859)**	**1.684**	**(21.214)**	**(14.336)**	**11.403**	**16.684**	**(108)**	**(338.778)**	**242.618**
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	690.259	17.226	647.593	907.453	651	21.865	16.558	5.155	2.379	2.487	850.832	550.496
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	**343.033**	**690.259**	**245.522**	**647.593**	**2.335**	**651**	**2.222**	**16.558**	**19.063**	**2.379**	**512.054**	**793.114**

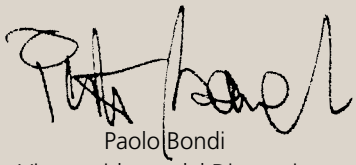
(*) Estados Financieros Consolidados.

Inversiones Endesa Norte S.A.(*)		"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.(*)	
2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
56.828.163	70.012.385	17.507.583	11.703.571	118.381.851	119.704.570	58.317	84.049	256.813.794	223.262.957	54.343.007	75.076.172	20.342.545	9.160.899	893.078.804	841.131.699
102.187.244	128.453.686	18.587.880	23.846.107	236.958.705	329.564.721	1.401.197	879.566	1.228.326.578	1.436.478.635	785.935.394	901.056.800	141.348.885	86.918.567	2.406.346.709	2.187.028.374
159.015.407	**198.466.071**	**36.095.463**	**35.549.678**	**355.340.556**	**449.269.291**	**1.459.514**	**963.615**	**1.485.140.372**	**1.659.741.592**	**840.278.401**	**976.132.972**	**161.691.430**	**96.079.466**	**3.299.425.513**	**3.028.160.073**
96.773.381	44.969.946	2.090.726	1.889.585	143.599.544	169.319.477	208.178	287.720	130.634.275	282.665.428	71.313.578	121.038.408	151.709.864	94.894.579	577.155.133	569.657.502
21.233.800	114.576.952	15.675.501	18.601.014	122.228.745	164.365.394	-	-	424.071.893	342.424.533	358.335.279	415.637.559	19.897.730	2.460.069	1.141.081.701	1.051.650.796
41.008.226	**38.919.173**	**18.329.236**	**15.059.079**	**89.512.267**	**115.584.420**	**1.251.336**	**675.895**	**930.434.204**	**1.034.651.631**	**410.629.544**	**439.457.005**	**(9.916.164)**	**(1.275.182)**	**1.581.188.679**	**1.406.851.775**
40.914.159	38.815.405	18.329.236	15.059.079	40.635.947	53.514.335	1.251.336	675.895	930.434.204	1.034.651.631	219.352.888	238.567.424	(9.916.164)	(1.275.182)	1.138.668.877	1.020.171.779
94.067	103.768	-	-	48.876.320	62.070.085	-	-	-	-	191.276.656	200.889.581	-	-	442.519.802	386.679.996
159.015.407	**198.466.071**	**36.095.463**	**35.549.678**	**355.340.556**	**449.269.291**	**1.459.514**	**963.615**	**1.485.140.372**	**1.659.741.592**	**840.278.401**	**976.132.972**	**161.691.430**	**96.079.466**	**3.299.425.513**	**3.028.160.073**
175.482.526	**276.902.593**	**6.092.068**	**6.007.859**	**296.577.889**	**284.077.914**	**-**	**-**	**500.964.413**	**401.470.271**	**213.624.981**	**208.496.821**	**5.496.395**	**4.678.789**	**1.958.614.442**	**1.939.140.395**
(128.363.326)	(228.191.236)	(3.181)	(15.217)	(208.539.466)	(206.239.901)	-	-	(184.067.482)	(128.688.480)	(72.013.860)	(98.453.175)	-	-	(1.057.983.477)	(1.119.726.446)
47.119.200	**48.711.357**	**6.088.887**	**5.992.642**	**88.038.423**	**77.838.013**	**-**	**-**	**316.896.931**	**272.781.791**	**141.611.121**	**110.043.646**	**5.496.395**	**4.678.789**	**900.630.965**	**819.413.949**
(14.997.140)	(20.495.894)	(3.013.042)	(3.526.913)	(45.077.856)	(40.548.258)	-	(5.352)	(66.085.552)	(55.963.580)	(65.562.459)	(58.271.340)	(2.920.830)	(2.302.180)	(387.038.989)	(352.547.978)
32.122.060	**28.215.463**	**3.075.845**	**2.465.729**	**42.960.567**	**37.289.755**	**-**	**(5.352)**	**250.811.379**	**216.818.211**	**76.048.662**	**51.772.306**	**2.575.565**	**2.376.609**	**513.591.976**	**466.865.971**
(1.559.443)	(19.820.464)	3.856.604	(3.277.608)	(27.533.473)	(25.399.504)	(2.672)	(119.894)	(42.464.839)	(42.971.783)	(13.744.504)	(8.101.464)	(12.141.317)	(3.592.686)	(59.693.009)	(113.415.804)
30.562.617	**8.394.999**	**6.932.449**	**(811.879)**	**15.427.094**	**11.890.251**	**(2.672)**	**(125.246)**	**208.346.540**	**173.846.428**	**62.304.158**	**43.670.842**	**(9.565.752)**	**(1.216.077)**	**453.898.967**	**353.450.167**
(18.618.609)	(130.404)	(2.000.840)	894.304	(6.168.376)	(4.511.350)	-	-	(69.788.953)	(57.450.682)	(21.497.520)	(14.500.266)	1.450.589	318.177	(106.584.567)	(66.186.729)
11.944.008	**8.264.595**	**4.931.609**	**82.425**	**9.258.718**	**7.378.901**	**(2.672)**	**(125.246)**	**138.557.587**	**116.395.746**	**40.806.638**	**29.170.576**	**(8.115.163)**	**(897.900)**	**347.314.400**	**287.263.438**
11.944.008	**8.264.595**	**4.931.609**	**82.425**	**9.258.718**	**7.378.901**	**(2.672)**	**(125.246)**	**138.557.587**	**116.395.746**	**40.806.638**	**29.170.576**	**(8.115.163)**	**(897.900)**	**347.314.400**	**287.263.438**
11.944.008	8.264.595	4.931.609	82.425	2.320.918	2.791.952	(2.672)	(125.246)	138.557.587	116.395.746	21.916.044	11.917.397	(8.115.163)	(897.900)	237.683.532	194.650.155
-	-	-	-	6.937.800	4.586.949	-	-	-	-	18.890.594	17.253.179	-	-	109.630.868	92.613.283
11.944.008	**8.264.595**	**4.931.609**	**82.425**	**9.258.718**	**7.378.901**	**(2.672)**	**(125.246)**	**138.557.587**	**116.395.746**	**40.806.638**	**29.170.576**	**(8.115.163)**	**(897.900)**	**347.314.400**	**287.263.438**
-	-	(1.954)	-	(15.199.306)	8.063.166	-	-	(132.036.932)	126.831.139	(21.715.382)	34.885.617	-	-	61.997.340	(47.707.319)
11.944.008	8.264.595	4.929.655	82.425	(1.489.150)	5.842.809	(2.672)	(125.246)	6.520.655	243.226.885	200.662	46.803.014	(8.115.163)	(897.900)	299.680.872	146.942.836
-	-	-	-	(4.451.438)	9.599.258	-	-	-	-	18.890.594	17.253.179	-	-	109.630.868	92.613.283
11.944.008	**8.264.595**	**4.929.655**	**82.425**	**(5.940.588)**	**15.442.067**	**(2.672)**	**(125.246)**	**6.520.655**	**243.226.885**	**19.091.256**	**64.056.193**	**(8.115.163)**	**(897.900)**	**409.311.740**	**239.556.119**
92.571.642	92.571.642	46.709.460	46.709.460	81.188.759	81.188.759	3.135.978	3.135.978	259.460.190	259.460.190	164.297.758	164.297.758	681.845	681.845	226.099.641	226.099.641
(24.142.607)	(969.527)	(2.982.579)	(2.979.670)	(45.286.525)	(30.466.325)	(1.881.970)	(2.334.837)	533.342.345	659.193.822	33.139.086	65.728.894	(100.635)	(100.635)	667.261.848	592.602.935
(27.514.876)	(52.786.710)	(25.397.645)	(28.670.711)	4.733.713	2.791.901	(2.672)	(125.246)	137.631.669	115.997.619	21.916.044	8.540.772	(10.497.374)	(1.856.392)	245.307.388	201.469.203
40.914.159	**38.815.405**	**18.329.236**	**15.059.079**	**40.635.947**	**53.514.335**	**1.251.336**	**675.895**	**930.434.204**	**1.034.651.631**	**219.352.888**	**238.567.424**	**(9.916.164)**	**(1.275.182)**	**1.138.668.877**	**1.020.171.779**
94.067	**103.768**	**-**	**-**	**48.876.320**	**62.070.085**	**-**	**-**	**-**	**-**	**191.276.656**	**200.889.581**	**-**	**-**	**442.519.802**	**386.679.996**
41.008.226	**38.919.173**	**18.329.236**	**15.059.079**	**89.512.267**	**115.584.420**	**1.251.336**	**675.895**	**930.434.204**	**1.034.651.631**	**410.629.544**	**439.457.005**	**(9.916.164)**	**(1.275.182)**	**1.581.188.679**	**1.406.851.775**
53.772.199	30.988.681	5.598.836	5.475.744	34.080.564	58.233.689	(9.946)	(5.354)	173.575.764	233.503.258	90.406.351	54.012.589	(3.447.093)	(3.283.297)	446.620.847	479.334.563
(2.938.382)	(1.236.282)	-	(43.058)	(18.934.136)	(24.469.223)	-	-	(20.226.377)	(39.370.584)	678.871	(6.368.732)	(52.390.001)	(43.351.713)	(203.348.891)	(229.031.261)
(22.478.051)	(16.283.133)	(5.657.576)	(5.501.602)	(20.532.558)	(8.328.926)	-	-	(128.939.120)	(94.120.042)	(77.124.459)	(44.475.484)	55.803.075	46.669.655	(178.114.823)	(254.523.480)
28.355.766	**13.469.266**	**(58.740)**	**(68.916)**	**(5.386.130)**	**25.435.540**	**(9.946)**	**(5.354)**	**24.410.267**	**100.012.632**	**13.960.763**	**3.168.373**	**(34.019)**	**34.645**	**65.157.133**	**(4.220.178)**
(13.469.266)	(9.657.498)	-	-	(11.632.393)	(5.882.303)	(15.583)	19.868	2.602.573	13.506.050	(4.084.069)	3.238.431	-	-	(16.004.742)	31.132.211
13.469.266	9.657.498	88.747	157.663	41.045.591	21.492.354	83.312	68.798	133.927.140	20.408.458	11.417.994	5.011.190	36.411	1.766	321.182.254	294.270.221
28.355.766	**13.469.266**	**30.007**	**88.747**	**24.027.068**	**41.045.591**	**57.783**	**83.312**	**160.939.980**	**133.927.140**	**21.294.688**	**11.417.994**	**2.392**	**36.411**	**370.334.645**	**321.182.254**

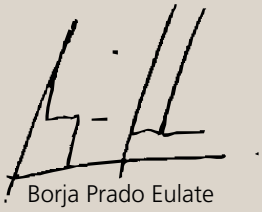
Declaración de Responsabilidad

Los directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su Gerente General, firmantes en 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).

Jorge Rosenblut
Presidente del Directorio
RUT: 6.243.657-3



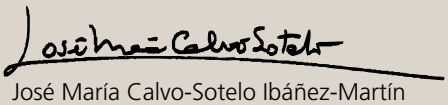
Paolo Bondi
Vicepresidente del Directorio
Pasaporte: G084839



Borja Prado Eulate
Director
RUT: 48.118.283-2

Francesco Buresti
Director
Pasaporte: F685628

Luis de Guindos Jurado
Director
RUT: 48.126.524-K



José María Calvo-Sotelo Ibáñez-Martín
Director
RUT: 48.115.220-8

Jaime Estévez Valencia
Director
RUT: 4.774.243-9

Leonidas Vial Echeverría
Director
RUT: 5.719.922-9

Gerardo Jofré Miranda
Director
RUT: 5.672.444-3

Joaquín Galindo Vélez
Gerente General
RUT: 31210427W

Diseño y Producción:
Leaders S.A.

Publica:
Gerencia de Comunicación de Endesa Chile

Impresión:
Procolor

endesa chile

Una empresa del Grupo Enersis

SANTA ROSA 76 SANTIAGO | CHILE | **TEL.** (562) 630 9000 | **www**.endesa.cl