

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 Depository Receipts (ADR), y en la Bolsa de Madrid (Latibex). **El objeto de la sociedad** es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. La empresa también tiene por objeto prestar servicios de consultoría, realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y -asimismo- participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas. Endesa Chile es una compañía líder del sector eléctrico chileno y una de las principales sociedades eléctricas en los mercados en los que opera. **Sus activos totales** 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	Operaciones en Brasil	87
Hechos Destacados	10	Operaciones en Chile	91
Administración	15	Operaciones en Colombia	105
Datos Más Relevantes de Endesa Chile Consolidada	25	Operaciones en Perú	109
Identificación de la Empresa y Documentos Constitutivos	27	Otros Negocios	113
Reseña Histórica	31	Inversiones y Actividades Financieras	117
Participación en Filiales, Sociedades de Control Conjunto y Asociadas		Dividendos	125
Recursos Humanos	33	Hechos Relevantes Consolidados	129
Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible	39	Información sobre Filiales, Sociedades de Control Conjunto y Asociadas	143
Tecnología e Innovación	43	Estados Financieros Consolidados	155
Propiedad de la Empresa y Transacciones Bursátiles	47	Ánalysis Razonado de los Estados Financieros Consolidados	
Política de Inversiones y Financiamiento	51	Estados Financieros Resumidos Filiales y Subsidiarias Directas	249
Resumen Operacional de Endesa Chile, Sociedades Filiales y Sociedades de Control Conjunto	57	Declaración de Responsabilidad	265
Factores de Riesgo	61		
Operaciones en Argentina	77		
	81		

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 CO₂ 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 Zelanda 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 CO₂ 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 sitio 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.



This is to certify that

Endesa Chile



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 São 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.

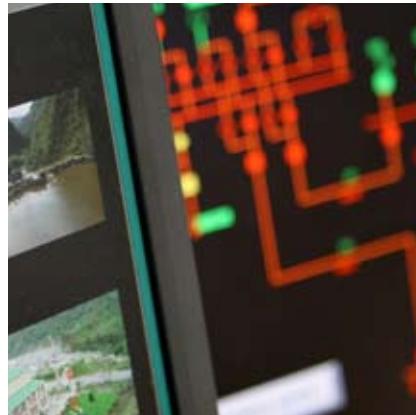
La distinción reconoció los esfuerzos efectuados por el Directorio y la administración de Endesa Chile, por implementar las mejores prácticas en este ámbito, así como también los avances alcanzados en la entrega de información a sus accionistas e inversionistas de la forma más clara y transparente posible.



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 CO₂ 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
Università 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
Università 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 Depository 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.

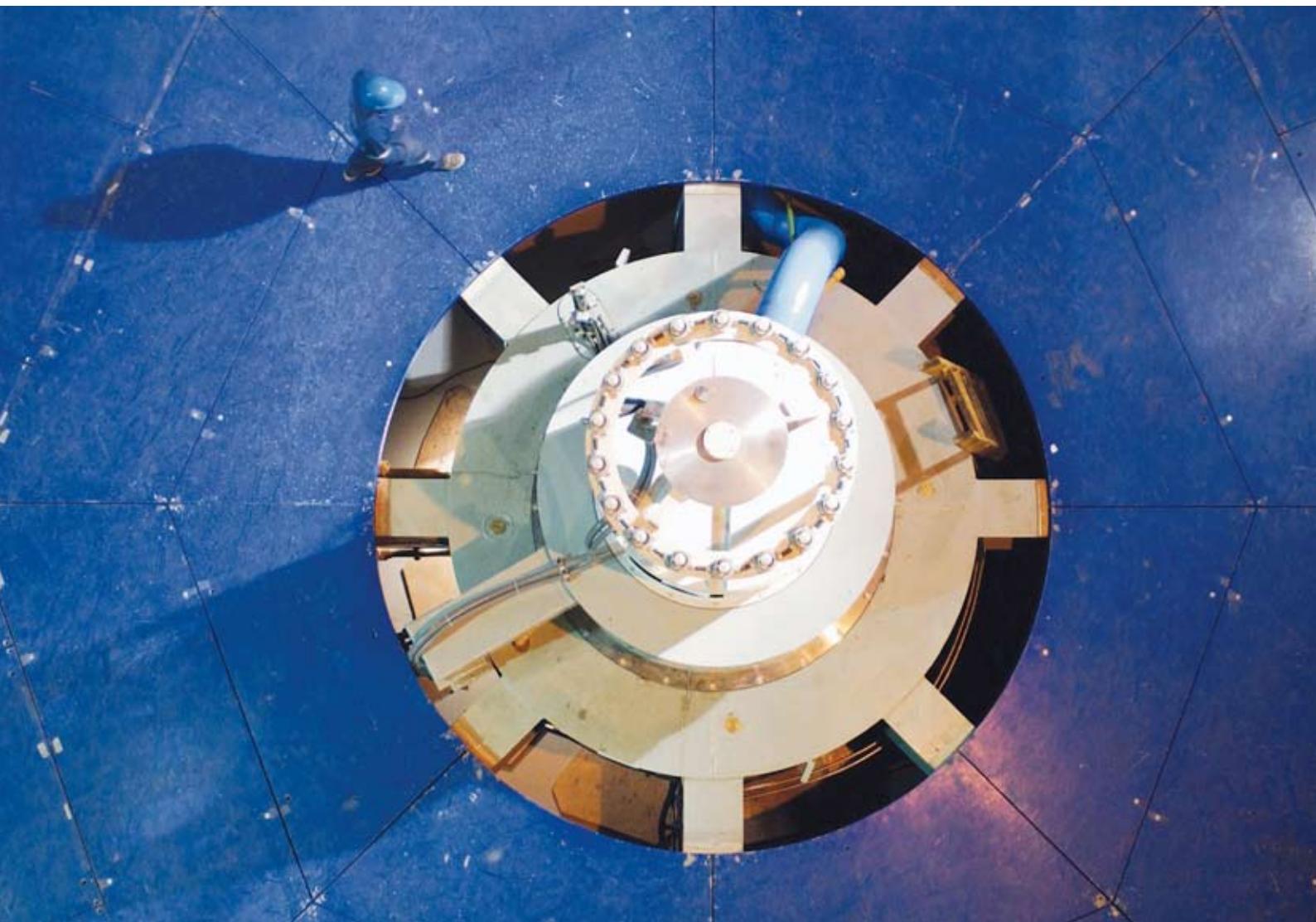


- Presentación de la planificación de la auditoría externa anual por parte de la firma KPMG Auditores Consultores Limitada, firma que fue designada por la Junta de Accionistas de Endesa Chile, a propuesta del Directorio y de los Comités de Directores y de Auditoría.
- Presentación de los auditores externos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

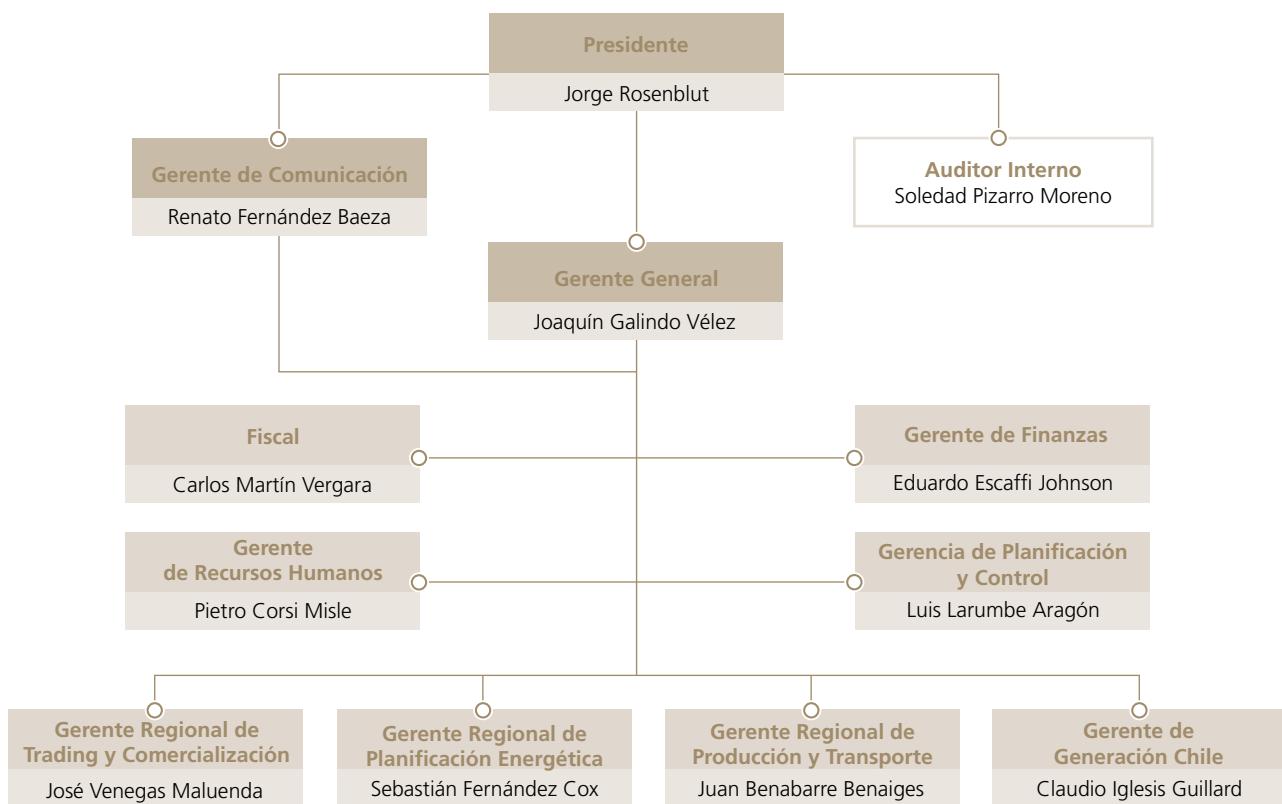
La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 15 de abril de 2009, acordó fijar la remuneración y presupuesto del Comité de Auditoría, correspondiendo una remuneración por asistencia a sesión de 36 Unidades de Fomento (UF), con un límite de 12 sesiones remuneradas al año y un presupuesto anual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



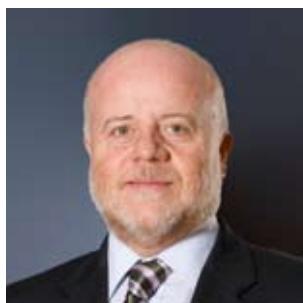
GERENTE GENERAL
Joaquín Galindo Vélez
Ingeniero Superior Industrial
Universidad de Sevilla
RUT: 31210427W



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



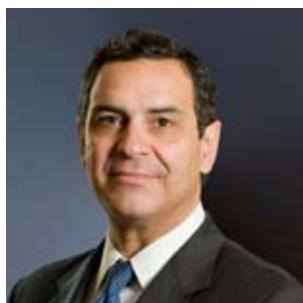
GERENTE DE GENERACIÓN CHILE
Claudio Iglesias Guillard
Ingeniero Civil Electricista
Universidad de Chile
RUT: 7.289.154-6



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

EMGES 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 diferencias 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 5º permanente y 1º transitorio de los estatutos sociales, para reflejar el actual capital de la sociedad y la forma en que éste ha sido suscrito y pagado.





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. (CELT A 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. (PEHUENCHÉ 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. (EMGES A)	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-Ingredesa Ltda.	50,00%	50,00%
Consorcio Ingredesa 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%
Progás S.A.	50,00%	50,00%
Sociedad Consorcio Ingredesa-Ara Ltda.	50,00%	50,00%
Transmísora 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 Energia 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%
Élica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energia S.A. (4)	-	38,86%
Investluz S.A.	30,37%	31,36%
CHILE		
Consortio 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.

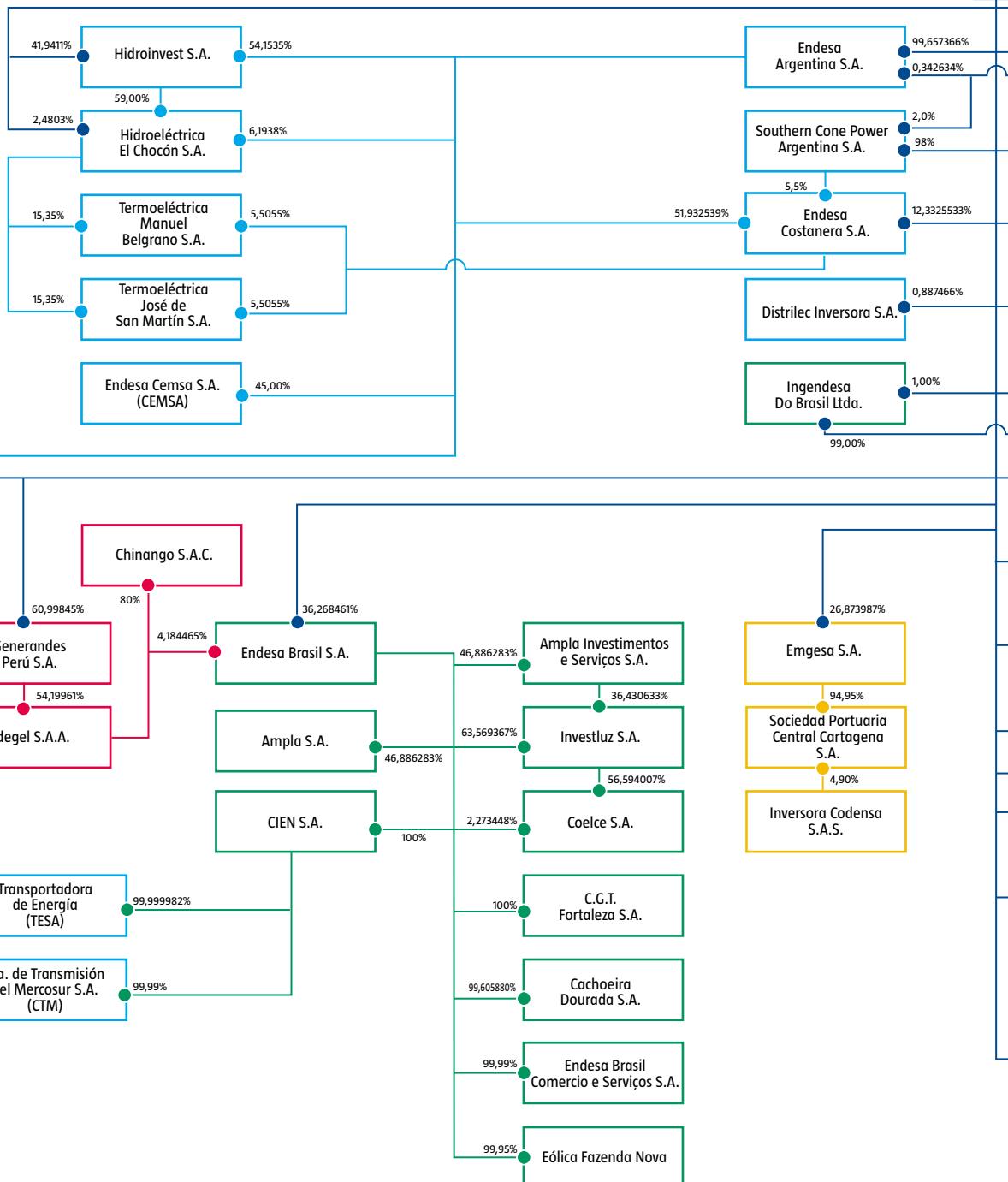
(3) El incremento de participación en Endesa Brasil S.A. se debe al aumento de participación de Endesa Chile en Edegel.

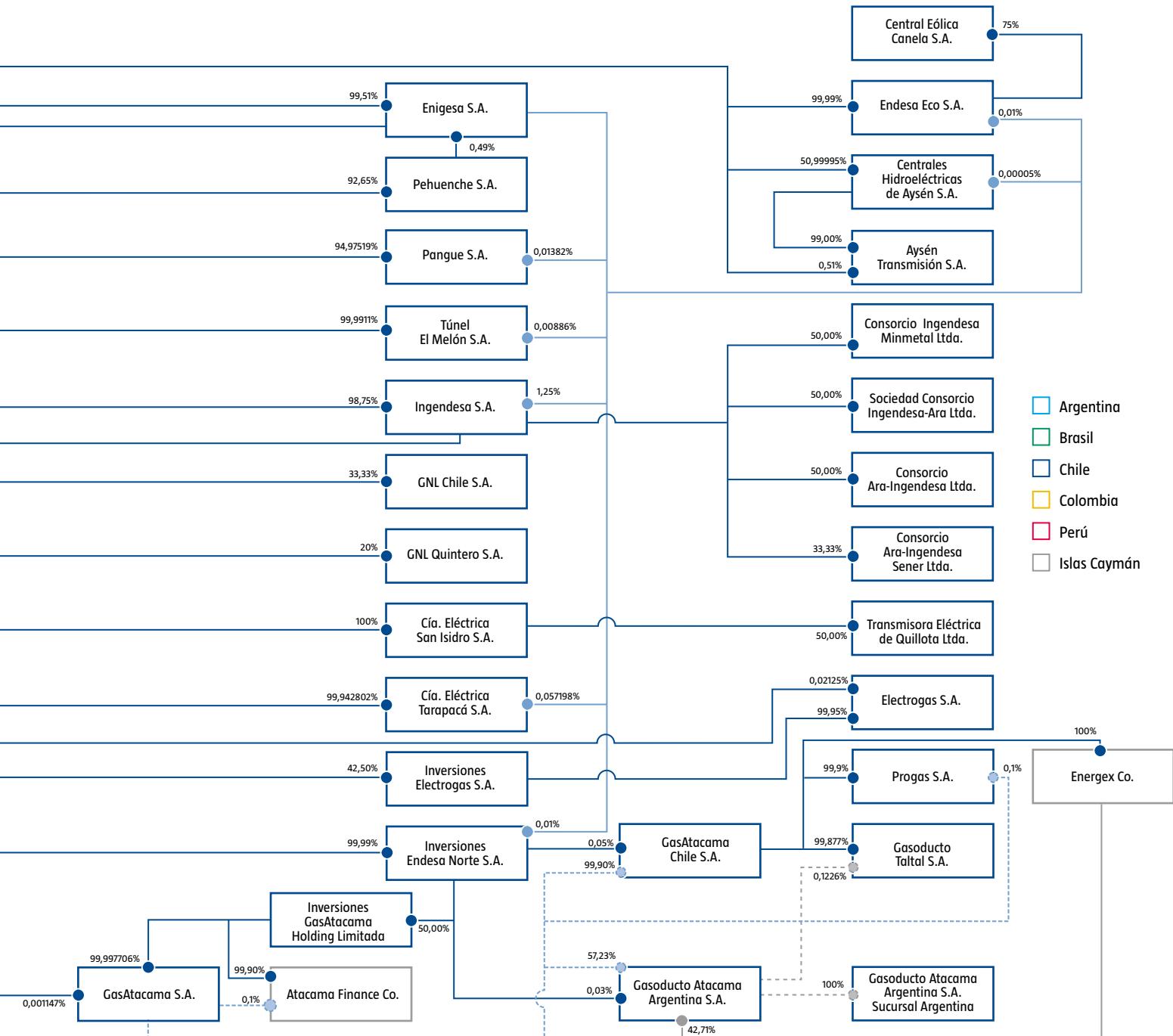
(4) Élica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energia S.A. fue constituida el 16 de septiembre de 2009.

INVERSIÓN 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%
Gás 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

endesa chile
Una empresa del Grupo Enerís







Recursos Humanos

DOTACIÓN DE PERSONAL

El cuadro indica la dotación de personal permanente de Endesa Chile y sus filiales, al 31 de diciembre de 2009¹:

Empresas	Gerentes y Ejecutivos		Profesionales y	Otros	TOTAL
	Principales	Técnicos	Trabajadores		
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 neumoconígenos 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.

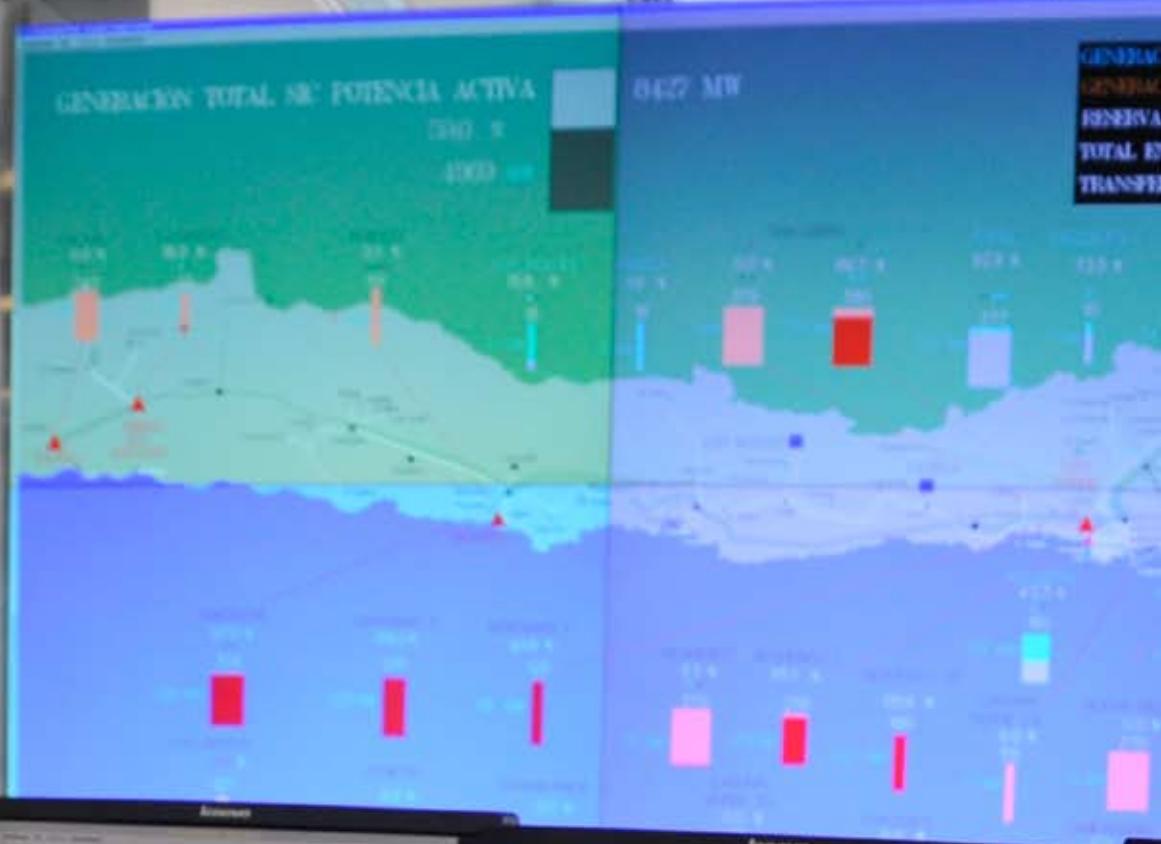
Más información respecto del desempeño ambiental, social y económico que da cuenta de la implementación de los siete compromisos por el Desarrollo Sostenible de Endesa Chile, se encuentra publicada en el Informe de Sostenibilidad 2009 (www.endesa.cl/rse).

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 tonCO₂, 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 tonCO₂/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).





Tecnología e Innovación

En Endesa Chile, la tecnología e innovación son uno de los siete pilares estratégicos de su Plan de Sostenibilidad Empresarial. Esta 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 redondea 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:

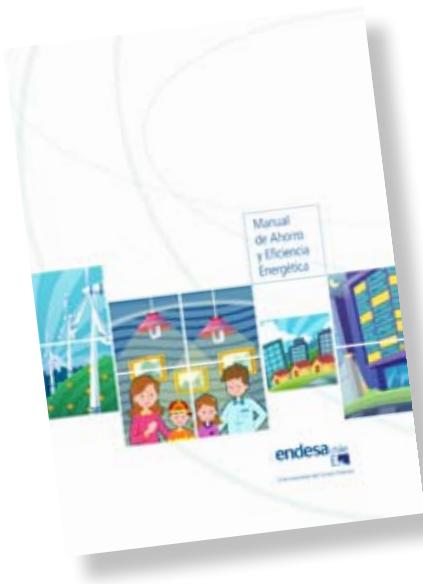
- Promover la mejora de procesos en generación, aplicando nuevas herramientas de gestión.
- Impulsar actividades de tecnología en los procesos internos, con la aplicación de herramientas de procesamiento analítico e inteligencia artificial.
- Fomentar la investigación de fuentes alternativas de generación 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 mantenimiento 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 turbinas, 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.

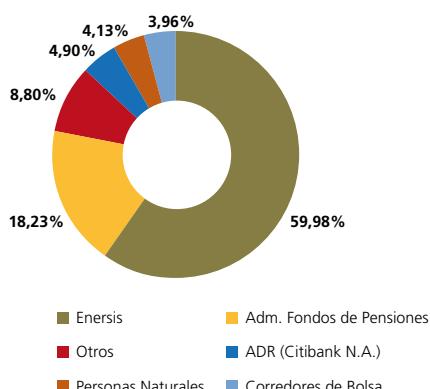
DOCE MAYORES ACCIONISTAS

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

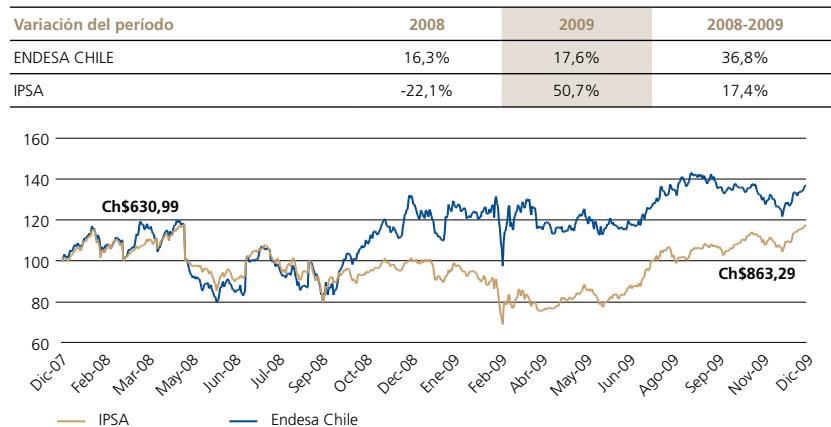
En la compañía no se recibieron comentarios respecto de la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2009 por parte de accionistas mayoritarios o de grupos de accionistas, que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con las 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):



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:



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.



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 N°728/2004, 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.



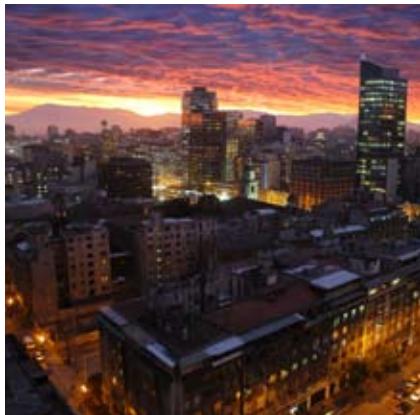
Mercado del gas

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 sujetos 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 MMm³/d, lo que aumentará a 9,6 MMm³/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.

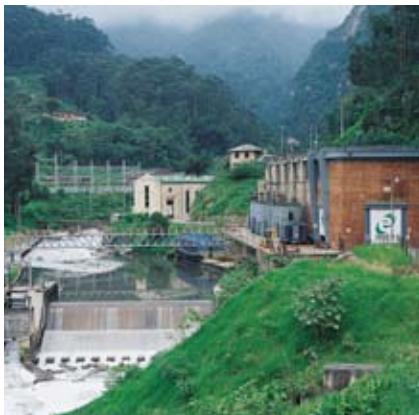
Desde noviembre de 2009, se aplica la resolución CREG N° 137, que modifica transitoriamente el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía, mientras se mantenga el racionamiento programado de gas.

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 MMm³/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 MMm³/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)		
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)		
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 MMm³ de gas natural, 332.692 toneladas de fuel oil y 136.304 m³ 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 N°406/03 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 N°724/08-, 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 km² 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 km², 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	
Curillínque	Pehuenche	Hidráulica	89	89	
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40	40	
Pangue	Pangue	Hidráulica	467	467	
San Isidro	San Isidro	Fuel/Gas	379	379	
Canela	Central Eólica Canela	Eólica	18	18	
Canela II (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 Canel 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.



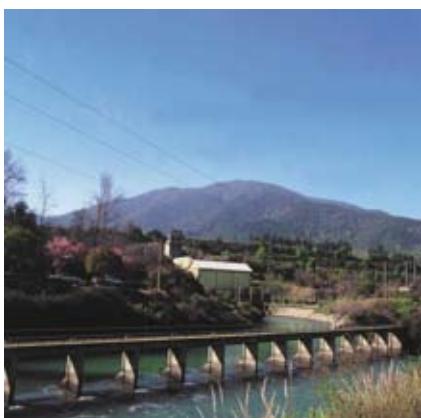
PRINCIPALES CLIENTES Y PROVEEDORES

Los principales clientes de Endesa Chile son: Chillectra 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.

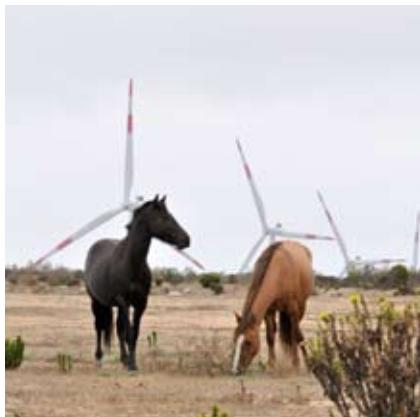
Algunas de las acciones efectuadas en 2009 que han permitido mantener el liderazgo son:

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, Curillínque 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 CO₂ 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 Pirihueico 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 Canelo, Región de Coquimbo, al costado sur del actual Parque Eólico Canelo.

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, Canelo 2 se declaró en operación comercial, ampliando así la capacidad total del parque (Canelo y Canelo 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 m³/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 m³/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 MMm³/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 m³, 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 MMm³/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 MMm³ de gas natural. De ellos, a Endesa Chile le correspondieron 254 MMm³, 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 km².

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
EMGESÁ		
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
EMGESÁ	12.905	12.674
TOTAL GENERACIÓN EN COLOMBIA	12.905	12.674
VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)	2008	2009
EMGESÁ	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 Dominicos, 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.



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.

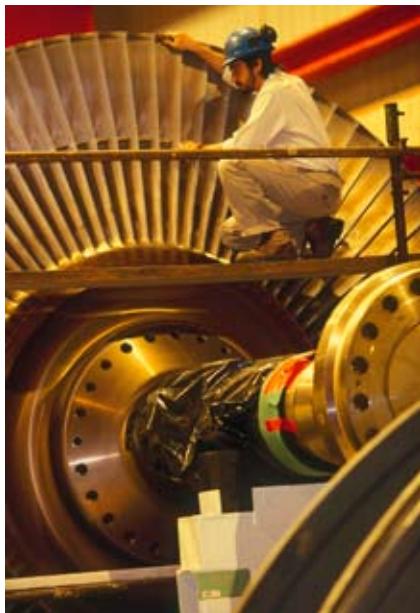
El resultado financiero, al 31 de diciembre de 2009, alcanzó a \$170.794 millones negativo, 9,6% menor que al cierre de diciembre de 2008, que alcanzó a \$188.895 millones. Las principales variaciones de este resultado se generan por menores gastos financieros por \$10.071 millones, principalmente en 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 1^a 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.

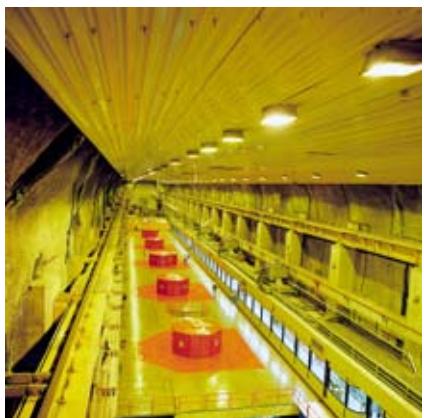
Las filiales de Endesa Chile cuentan también con seguros de transporte marítimo, aéreo y terrestre para el traslado de maquinarias, equipos e insumos, seguros de vida y accidentes personales para el personal en viaje y los que la legislación vigente obliga a mantener.

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 provisario, 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 provisarios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Endesa Chile contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.



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

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

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

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

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

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, 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 9º y 10º inciso 2º 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, informa 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

Nº 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 9º y 10º inciso 2º 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 44º de la Ley N° 18.046.

- Con fecha 26 de Marzo de 2009, y de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º 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 44º de la Ley N° 18.046.

- Con fecha 26 de marzo de 2009, y de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º inciso 2º de la Ley N° 18.045 y la Norma de Carácter General N° 30 de 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 1º 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 arbitral 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 aquél 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 1º 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 1º 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 5º día hábil anterior a dicha fecha.
- Con fecha 25 de Junio de 2009, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso 2º 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.)