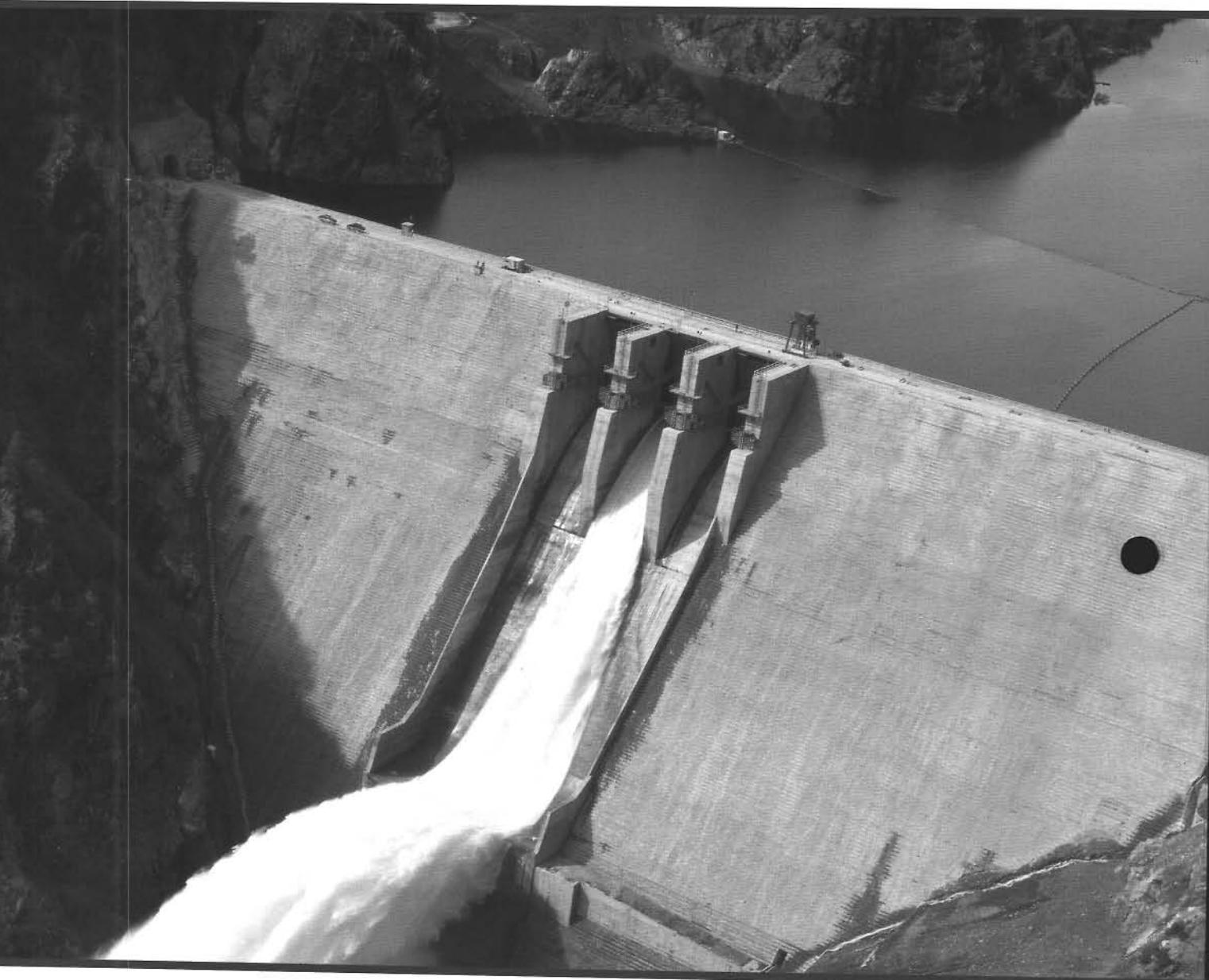
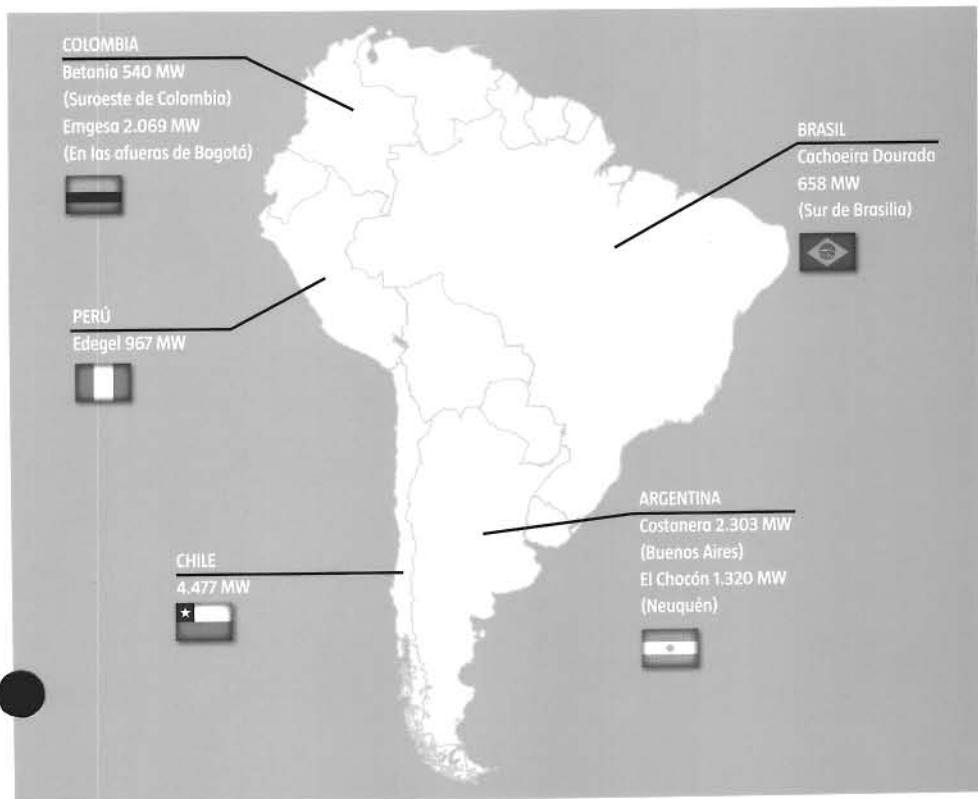


MEMORIA ANUAL 2004 / ENDESA CHILE



endesa chile
E



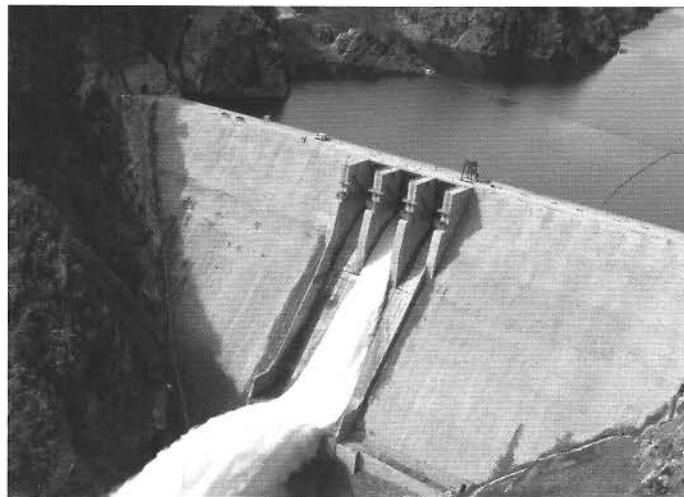
BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO
ENDESA

BOLSA DE COMERCIO DE NUEVA YORK (NYSE)
EOC

LATIBEX (MADRID)
XEOC

endesa chile
E[!]

MEMORIA ANUAL 2004 / ENDESA CHILE



endesa chile
E+



ÍNDICE

4	CARTA DEL PRESIDENTE
10	HECHOS DESTACADOS DEL AÑO 2004
12	ADMINISTRACIÓN
17	DATOS MÁS RELEVANTES DE ENDESA CHILE CONSOLIDADA
18	IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA
20	DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS
23	RESEÑA HISTÓRICA
24	ESTRUCTURA CORPORATIVA
26	PARTICIPACIÓN EN FILIALES Y COLIGADAS
29	RECURSOS HUMANOS
33	MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE
34	TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN
37	PROPIEDAD DE LA EMPRESA
39	TRANSACCIONES BURSÁTILES
41	POLÍTICAS DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO
43	RESUMEN OPERACIONAL DE ENDESA CHILE Y FILIALES
52	FACTORES DE RIESGO
55	OPERACIONES EN ARGENTINA
59	OPERACIONES EN BRASIL
63	OPERACIONES EN CHILE
71	OPERACIONES EN COLOMBIA
75	OPERACIONES EN PERÚ
78	OTROS NEGOCIOS
80	INVERSIONES
81	ACTIVIDADES FINANCIERAS
86	DIVIDENDOS
88	HECHOS ESENCIALES O RELEVANTES INFORMADOS A LA SVS
93	INFORMACIÓN SOBRE FILIALES Y COLIGADAS
107	ESTADOS FINANCIEROS



Central Ralco, Chile

CARTA DEL PRESIDENTE

Estimados accionistas,

Tengo el agrado de presentar a ustedes la Memoria Anual y los Estados Financieros de Endesa Chile, correspondientes al ejercicio 2004.

Sin embargo, antes de entrar en los detalles propios del accionar de la compañía durante el pasado ejercicio, permítanme comentar algunos de los hitos que marcaron a nuestra empresa a lo largo del año.

El ejercicio 2004 se desenvolvió dentro de un escenario complejo, marcado por la crisis de abastecimiento de gas proveniente de Argentina. Lo anterior significó una tendencia alcista en los precios de mercado de la electricidad, incluyendo el precio de nudo que, a partir de mayo, fue reajustado incorporando el mayor costo de la generación térmica. Además, en la nomenclatura chilena se acuñó un nuevo concepto, el de "sequía de gas", que llevó a la autoridad regulatoria a redefinir la matriz energética, buscando nuevas alternativas y generando un debate en el que Endesa Chile tuvo un rol importante.

Dicha discusión continuará a lo largo del ejercicio 2005, y tengan la seguridad de que nuestra compañía continuará aportando con ideas e iniciativas que permitan hacer del sector eléctrico chileno más robusto, independiente y confiable. Somos una compañía líder en el mercado. Desde nuestra posición aportaremos, con la responsabilidad de siempre, para que el futuro de la industria y de la sociedad en general sea más seguro.

En este escenario de inestabilidad, Endesa Chile fue capaz de poner a disposición del sistema la central hidroeléctrica Ralco, cuyo ingreso fue aplaudido por todos los actores de la industria debido al respiro que trajo al Sistema Interconectado Central. Vengan mis más sinceras felicitaciones a todos quienes trabajaron sin descanso para que Ralco pasara de proyecto a realidad. Se trata de una central que es un ejemplo de la capacidad de la ingeniería chilena, y que utiliza como combustible uno de los elementos que Chile no debe desaprovechar: el agua.

RIGOR FINANCIERO

En el ejercicio 2004, Endesa Chile obtuvo utilidades por M\$ 83.788.756, lo que mejora respecto del año 2003 en que se obtuvo una utilidad neta de M\$ 80.084.185. Lo anterior, a pesar de que se provisionaron M\$ 17.127.000 asociados a la reliquidación de potencia firme del período abril 2000 a marzo 2004.

Estas cifras se lograron en un año marcado por la tónica de los últimos ejercicios: el rigor financiero, el cual ha continuado siendo una máxima en la gestión de Endesa Chile. Pasados ya los momentos de ajuste que vivimos durante el año 2003, a lo largo de 2004 la compañía continuó trabajando de forma constante para disminuir su deuda y mejorar la vida útil de la misma.

Producto de dicho rigor es la actual facilidad de acceso de Endesa Chile a los mercados financieros, lo que nos ha permitido reducir los gastos financieros netos en un 7,7 % respecto al año anterior, y aumentar la duración de la deuda bancaria en Chile de 1,04 a 5,36 años.

Tengan la certeza que en el futuro continuaremos mirando las oportunidades que se nos presenten para mejorar aún más nuestro perfil financiero, ya que estoy convencido de que este rigor es piedra angular para el buen desempeño de una empresa como la nuestra.

RESULTADO DE EXPLOTACIÓN

El resultado operacional consolidado del ejercicio 2004 ascendió a M\$ 369.025.170, equivalentes a un alza del 6,4 % respecto del año 2003. Dicha alza se obtiene producto de mejoras del resultado operacional de las filiales en Colombia, Brasil y Argentina. Las ventas físicas de energía crecieron en un 5,5 % y el precio promedio de las ventas también registró un alza.

Los costos de explotación sufrieron un alza de 11,5 %, básicamente como consecuencia de los mayores costos de combustibles para la generación térmica. Sin embargo, la generación de energía aumentó en un 11,4 %, permitiendo reducir las compras físicas de energía en un 23 %.

En lo que respecta a Chile, el resultado operacional alcanzó M\$ 149.718.155, representando un 40,6 %, del resultado operacional total de la compañía. Sin embargo, dicha cifra disminuyó en M\$ 9.423.245 con respecto al alcanzado en 2003, producto fundamentalmente a los mayores costos variables de explotación.

En Argentina, el resultado operacional alcanzó M\$ 34.378.759, lo que representa un 9,3 %, del resultado operacional total de Endesa Chile en el período. Dentro de los hechos destacables, la operación en Argentina presentó un 30 % de aumento en los ingresos debido al importante aumento en la generación y al aumento en la demanda por energía, que alcanzó el 6,8 %.

Además, la autoridad trasandina entregó positivas señales en términos del proceso de sinceramiento de los precios del sector eléctrico, las cuales comenzaron en febrero con un primer ajuste al precio estacional para grandes usuarios y clientes comerciales, y un segundo reajuste en noviembre.

El resultado operacional obtenido por la filial Cachoeira Dourada, en Brasil, alcanzó M\$ 14.314.032, lo que representa un 3,9 % del total del resultado operacional consolidado de Endesa Chile. El aumento en este ámbito con respecto al ejercicio 2003 fue de 281 %, evidenciando los logros alcanzados por la empresa en términos de la disputa legal que mantenía con su principal cliente, Celg, solucionada totalmente en el año 2004. La generación física de Cachoeira Dourada aumentó en 7,9 % con respecto a 2003, básicamente producto de la creciente demanda por energía y la favorable hidrología.

Respecto de Colombia, el resultado operacional alcanzó M\$ 118.456.420, contribuyendo en un 32,1 % en el resultado total de la compañía. La evolución de esta cifra muestra un aumento de 34,4 % respecto de 2003, lo que se explica por el aumento en los ingresos por ventas de energía como consecuencia de la mayor demanda en el mercado colombiano, y una buena hidrología.

En Perú, el resultado operacional de la filial Edegel alcanzó M\$ 52.157.804, lo que representa el 14,1 % del total de la compañía. Dicho resultado disminuyó respecto de 2003, básicamente por la baja hidrología y la consiguiente caída en la generación física.

EVOLUCIÓN DE LAS ACCIONES

El exitoso ejercicio que Endesa Chile experimentó durante 2004 se vio ampliamente reflejado en los precios tanto de las acciones transadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, como en los ADR's transados en Estados Unidos.

En el caso de las acciones, éstas registraron un alza de 43,8 %, elevando su precio desde \$233 a \$335. El alza de los ADR's fue aún mayor, ya que el precio se elevó en 55,9 %, pasando desde US\$ 11,7 a US\$ 18,2.

Estoy convencido de que estas significativas alzas no responden sino a la gran confianza que el mercado tiene en Endesa Chile, al reconocimiento al arduo trabajo que ha desplegado la administración y a la responsabilidad para gestionar una compañía de la envergadura de la nuestra.

INVERSIONES Y TARIFAS

En el ámbito de las inversiones, sin lugar a dudas que lo más destacable del ejercicio fue la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Ralco, cuyo ingreso al sistema se produjo el 6 de septiembre. Con esto, concluye de forma exitosa el mayor proyecto de inversión de Endesa Chile de los últimos diez años.

Aunque como ustedes saben el proceso de construcción de la obra no estuvo exento de conflictos, las lecciones de la construcción de Ralco, tanto para el país como para nuestra compañía, deben estar sumamente presentes a la hora de tomar nuevos desafíos de inversión. Ralco vino a darle un respiro al sistema eléctrico chileno producto de la crisis de abastecimiento del gas argentino, lo que debe ser valorado ampliamente tanto por la industria como por las autoridades de cara al futuro.

La capacidad instalada de la central finalmente fue mayor a los 570 MW que originalmente estaban contemplados. El 9 de diciembre, la Comisión Nacional de Medio Ambiente (Conama) autorizó a Ralco a operar con una potencia de 690 MW, lo que implica aportar al sistema 120 MW adicionales y mejorar la distribución del recurso hídrico, con el fin de satisfacer la mayor demanda en horas punta, incrementando marginalmente la generación promedio anual.

En cuanto a las tarifas en Chile, el precio de nudo fijado por la autoridad en abril de 2004 resultó ser un 6,2 % mayor en pesos al fijado en el proceso anterior. En relación con el proceso de fijación de octubre de 2004, cabe señalar que operó la banda de precios libres. Adicionalmente, se introdujeron cambios a los factores de penalización de la energía y de la potencia por medio de los cuales quedan definidos los precios en los distintos nudos del sistema.

El efecto para Endesa Chile de esta última fijación implicó un alza del precio medio de facturación a clientes regulados de un 6,5 % en pesos chilenos y de un 4,3 % en dólares con respecto a la fijación anterior.

SOSTENIBILIDAD

Para una empresa como Endesa Chile, el desarrollo sostenible es un factor fundamental a la hora de encarar el negocio. Tanto el directorio de la compañía como su administración han asumido el desafío de lograr la excelencia en este ámbito con plena convicción.

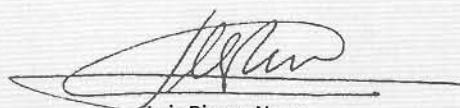
Ejemplo de lo anterior es que en julio de 2004, Endesa Chile fue elegida como la mejor empresa latinoamericana en la categoría de electric utilities en cuanto a prácticas de gobierno corporativo. Tal distinción, otorgada por el Institutional Investor Research Group, es un aliciente para continuar transitando por la misma senda.

El 13 de septiembre de 2004, la compañía se comprometió a respetar y cumplir los principios del Pacto Mundial (Global Compact), plan de acción creado por Naciones Unidas orientado a promover, mediante el compromiso ético, que empresas de todos los países acojan como parte integral de su estrategia y operaciones principios que apuntan al respeto en materia de derechos humanos, medio ambiente y trabajo.

En cuanto al esfuerzo medioambiental, Endesa Chile culminó el ejercicio 2004 con el 86,2 % de su capacidad instalada certificada bajo la norma ISO 14.001, lo que se compara muy favorablemente

con el 63 % con que se culminó el ejercicio anterior. Esto significa que de 46 centrales, la compañía tiene certificadas 35, equivalentes a 10.634 MW. Nuevamente somos líderes en Latinoamérica en este ámbito, y tengan la certeza que continuaremos trabajando para que el medioambiente en que nos desarrollamos sea cada vez más limpio.

Señores accionistas, todas las cifras que he comentado a lo largo de estas palabras son el reflejo del excelente año que tuvo nuestra compañía. Sin embargo, no me gustaría concluir sin agradecer a quienes trabajaron arduamente en la consecución de estos resultados. En Endesa Chile trabaja un equipo profesional de primera categoría, el cual, con la supervisión del Directorio que tengo el orgullo de presidir, ha hecho posible que nuestra empresa mire hacia el futuro con un aire de genuina satisfacción. Y tengan la confianza de que todo el equipo continuará trabajando comprometidamente en afianzar el liderazgo que hemos alcanzado a lo largo de nuestra historia.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Luis Rivera Novo". The signature is fluid and cursive, with a long, sweeping line on the right side.

Luis Rivera Novo

Presidente del Directorio

HECHOS DESTACADOS DEL AÑO 2004



Exitsa renegociación de créditos y rating internacional

Durante el año 2004 Endesa Chile logró renegociar las condiciones de un crédito sindicado firmado en mayo de 2003. En una primera negociación, ocurrida en febrero de 2004, junto con realizar un prepago de US\$ 34 millones sobre los US\$ 284 millones relativos a este crédito, la compañía logró reducir el margen de la tasa en 185 puntos base sobre Libor y flexibilizar las condiciones contractuales de este crédito, eliminando la existencia de avales y otras restricciones. En una segunda negociación, ocurrida en noviembre de 2004, Endesa Chile mejoró nuevamente las condiciones,

finalizando el año con un crédito sindicado de US\$ 250 millones, a tasa variable Libor más un margen de 37,5 puntos base, con vencimiento el 2010 y una modalidad de crédito con giros y prepagos voluntarios, sin costos adicionales para la compañía. En abril de 2004 Endesa Chile logró disminuir en 185 puntos base el margen en la tasa de los créditos sindicados, prepagando dicha deuda el 31 de diciembre de 2004, la que alcanzaba a US\$ 54,4 millones. Estas renegociaciones, acompañadas del mejoramiento operacional de la compañía, sentaron las bases para el alza de la clasificación de riesgo internacional ocurrida a comienzos de 2005.

endesa chile

Nueva imagen corporativa

El 23 de junio de 2004 fue presentada la nueva imagen corporativa de la compañía, la cual tiene como principal característica reflejar la estrecha relación que existe con la casa matriz española, Endesa S.A. Este cambio da cuenta de una nueva etapa en la historia de la compañía, en la que se hará frente a los desafíos que se avecinan, con una imagen corporativa que realza conceptos como respaldo, tecnología y valor.



Empresa latinoamericana con mejor gobierno corporativo

El 20 de julio de 2004, Endesa Chile fue elegida por el Institutional Investor Research Group como la empresa latinoamericana con mejor gobierno corporativo dentro de las empresas eléctricas de la región que transan sus acciones en Estados Unidos. Institutional Investor Research Group, entidad de reconocida trayectoria a nivel mundial, llevó a cabo un estudio de las empresas latinoamericanas basado en encuestas confidenciales a los más importantes agentes de la industria financiera, incluyendo portfolio managers, bancos de inversión y analistas, entre otros. Este reconocimiento se suma al obtenido por la empresa en el año 2002, cuando fue elegida por el Institutional Investor Research Group, como la mejor compañía en Chile en su relación con inversionistas.



Celebración de 10 años en la NYSE

El 23 de julio de 2004, con una ceremonia realizada en la sede de la Bolsa de Nueva York, NYSE, Endesa Chile celebró una década de presencia en el principal centro bursátil del mundo. En el evento, encabezado por el presidente de la compañía, Luis Rivera Novo, y el gerente general, Héctor López Vilaseco, estuvo, Catherine R. Kenney, Co-president y Chile Operating Officer de la NYSE, además de los principales inversionistas, directores y ejecutivos de la empresa.



Mejora en evaluación en sostenibilidad empresarial

Siguiendo la estrategia trazada por su matriz española, Endesa Chile nuevamente realizó su propia evaluación en sostenibilidad empresarial, a través de la agencia SAM para el indicador Dow Jones Sustainability Index (DJSI), de la cual ya se tiene el logo desde el 2 de septiembre del año 2004 para ser usado a partir del 1 de enero de 2005 y mejorando en dos puntos su evaluación respecto al año anterior.



Entrada en operaciones de la central hidroeléctrica Ralco

El 6 de septiembre de 2004, la central hidroeléctrica Ralco se puso a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). Ese día comenzó a operar comercialmente con la primera unidad, y el 22 de septiembre entró en servicio la segunda. El día 27 de ese mes se realizó la inauguración de la central en el Alto Biobío, con una potencia inicial de 570 MW.



Adhesión a Pacto Mundial con Naciones Unidas

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, con el objetivo de que empresas, asociaciones internacionales de trabajadores, organizaciones no gubernamentales y otras instituciones y entidades se comprometan a adoptar, apoyar y promulgar diez principios básicos universales relacionados con el respeto a los derechos humanos, las normas laborales, el medio ambiente y la lucha contra la corrupción y el soborno.



Récord en generación diaria en América Latina

El 23 de noviembre de 2004 se logró un récord histórico de generación diaria de los activos que maneja Endesa Chile en América Latina, al alcanzar los 204.115 MWh, 13 % mayor que el récord diario del año anterior, con un factor de carga para dicha jornada de 58,1 %.



Aprobación de incremento de potencia de Ralco por la Conama

El 9 de diciembre de 2004, la Comisión Nacional de Medio Ambiente (Conama), autorizó a la central hidroeléctrica Ralco a operar con una potencia de 690 MW, lo que implica aportar al sistema 120 MW adicionales y mejorar la distribución del recurso hídrico, con el fin de cubrir la demanda en horas punta, aumentando marginalmente la generación promedio anual.



Logros en certificación ambiental ISO 14.001

En 2004 Endesa Chile logró la certificación ambiental ISO 14.001 para seis de sus centrales en Chile, dos en Colombia y ocho en Perú, culminando el año con el 86,2 % de su capacidad instalada en América Latina certificada bajo dicha norma internacional. A la fecha, de un total de 46 centrales que suman 12.332,8 MW de capacidad, Endesa Chile ha certificado 35 instalaciones, lo que equivale a 10.634,2 MW.



Importante incremento en el precio de la acción y de los ADR

Durante el año 2004 el precio de la acción de Endesa Chile experimentó una importante alza que alcanzó el 43,8 %, elevando su precio desde \$ 233 a \$ 335. El alza de los ADR fue incluso mayor, ya que el precio se elevó en 55,9 %, pasando desde US\$ 11,7 a US\$ 18,2 por cada ADR.

ADMINISTRACIÓN

DIRECTORIO

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.

El actual Directorio fue designado en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de marzo de 2004.



PRESIDENTE

Luis Rivera Novo

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Universidad Politécnica de Madrid

R.U.T.: 48.071.010-K



VICEPRESIDENTE

Antonio Pareja Molina

Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad de Granada
Pasaporte Español: 24280698-N



DIRECTOR

Jaime Bauzá Bauzá

Ingeniero Civil
Pontificia Universidad Católica de Chile
R.U.T.: 4.455.704-5



DIRECTOR

Ignacio Blanco Fernández

Ingeniero Industrial
Universidad Politécnica de Cataluña
Economista
Universidad de Zaragoza
Pasaporte Español: 39666793-G



DIRECTOR

Enrique García Álvarez

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Escuela Técnica Superior de ICCP de Madrid
Pasaporte Español: 00368833-M



DIRECTOR

Carlos Torres Vila

Ingeniero Eléctrico
Massachusetts Institute of Technology - MIT
Pasaporte Español: 50710025-Q



DIRECTOR

Andrés Regué Godall

Ingeniero Industrial
Escuela Técnica Superior
de Ingenieros Industriales de Barcelona
Pasaporte Español: 36885079-W



DIRECTOR

Antonio Tuset Jorratt

Ingeniero Comercial
Universidad de Chile
R.U.T.: 4.566.169-5



DIRECTOR

Leonidas Vial Echeverría

Vicepresidente de la Bolsa
de Comercio de Santiago
R.U.T.: 5.719.922-9

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 EL AÑO 2004 (MILES DE PESOS)

DIRECTOR	DIETA ENDESA CHILE	DIETA FILIALES	COMITÉ DIRECTORES	PARTICIPACIÓN	TOTAL
Luis Rivera Novo	37.806	-	6.855	-	44.661
Antonio Pareja Molina	27.421	-	-	-	27.421
Jaime Bauzá Bauzá	19.525	-	7.478	-	27.003
Ignacio Blanco Fernández	19.525	3.942	-	-	23.467
Enrique García Álvarez	19.525	-	-	-	19.525
Carlos Torres Vila	18.280	-	-	-	18.280
Andrés Regué Godall	17.656	6.689	-	-	24.345
Antonio Tuset Jorratt	19.525	-	7.478	-	27.003
Leonidas Vial Echeverría	18.279	-	-	-	18.279
TOTAL	197.543	10.631	21.810	-	229.984

INFORME DEL COMITÉ DE DIRECTORES

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, introducido por la Ley N° 19.705, publicada en el Diario Oficial con fecha 20 de diciembre de 2000, se procedió, en la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, celebrada con fecha 26 de marzo de 2004, a elegir a los actuales integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. recayendo dicho nombramiento en los señores Luis Rivera Novo, Jaime Bauzá Bauzá y Antonio Tuset Jorratt.

Durante el ejercicio 2004 el Comité de Directores sesionó en 12 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 esta materia, cabe también destacar el papel que le correspondió al Comité de Directores en la aprobación del sistema de control interno de la compañía para los efectos de la Ley Sarbanes – Oxley Act en sus etapas 2 y 3.

Asimismo, merece destacarse la adopción, por parte del Comité, de un procedimiento para la contratación con empresas

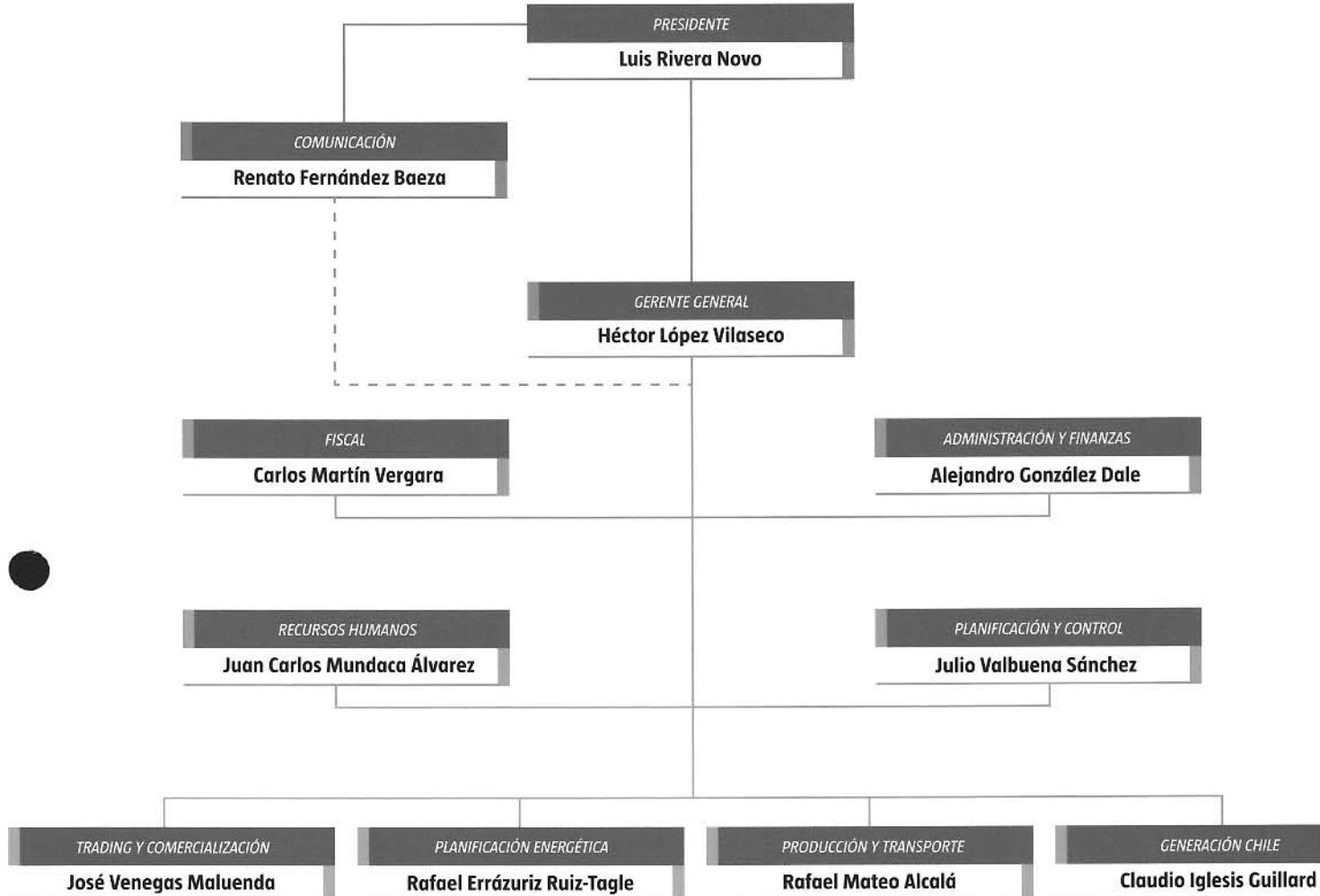
relacionadas al que se ciña la compañía, con el objetivo que, previo a la presentación al Comité para las aprobaciones respectivas, la administración tenga una pauta de conducta a seguir en materia de licitaciones y contrataciones, todo ello con el objeto de conseguir mayores y mejores estándares de transparencia en tales contrataciones y licitaciones.

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 26 de marzo de 2004, adoptó el siguiente acuerdo respecto de la remuneración y presupuesto de este 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 1.819 Unidades de Fomento.

Durante el ejercicio 2004, se procedió a remunerar a los integrantes del comité de directores con la cantidad total de 1.656 Unidades de Fomento.

En el ejercicio 2004, el Comité de Directores no hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



REMUNERACIÓN DE LOS GERENTES

La remuneración total percibida por los Gerentes de Endesa Chile durante el año 2004 asciende a la cantidad de \$ 2.001.522.396.

PLANES DE INCENTIVO

Endesa Chile tiene para sus ejecutivos 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 bonos que se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

INDEMNIZACIÓN POR AÑOS DE SERVICIO

En el año 2004 no hubo pago por indemnización por años de servicio a los ejecutivos principales de la empresa.

PRINCIPALES EJECUTIVOS



GERENTE GENERAL
Héctor López Vilaseco
*Licenciado en Derecho
y Ciencias Económicas
ICADE, Madrid
R.U.T.: 14.738.725-3*



COMUNICACIÓN
Renato Fernández Baeza
*Periodista y Bachiller en Ciencias Sociales
Universidad Gabriela Mistral
R.U.T.: 10.871.675-4*



FISCAL
Carlos Martín Vergara
*Abogado
Universidad Católica de Valparaíso
R.U.T.: 6.479.975-4*



ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
Alejandro González Dale
*Ingeniero Comercial
Universidad de Chile
R.U.T.: 10.054.917-4*



RECURSOS HUMANOS
Juan Carlos Mundaca Álvarez
*Ingeniero Comercial
Universidad de Santiago
R.U.T.: 7160.389-K*



ENGENIERÍA Y CONTROL
Antonio Valbuena Sánchez
*Ingiero de Caminos, Canales y Puertos
Universidad Politécnica de Madrid
T. : 21.188.517-3*



TRADING Y COMERCIALIZACIÓN
José Venegas Maluenda
*Ingieniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
R.U.T.: 7.893.919-2*



PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA
Rafael Errázuriz Ruiz-Tagle
*Ingieniero Civil
Universidad de Santiago
R.U.T.: 7.003.379-8*



PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
Rafael Mateo Alcalá
*Ingieniero Industrial
Escuela Técnica Superior
de Ingenieros Industriales de Zaragoza
R.U.T.: 14.709.515-5*



GENERACIÓN CHILE
Claudio Iglesias Guillard
*Ingieniero Civil Eléctrico
Universidad de Chile
R.U.T.: 7.289.154-6*

ADMINISTRACIÓN DE PRINCIPALES FILIALES

GENERACIÓN ARGENTINA

Miguel Ortiz Fuentes

Ingeniero Naval Mecánico

Escuela Naval de Chile

R.U.T.: 5.249.741-8

GENERACIÓN BRASIL

Francisco Bugallo Sánchez

Ingeniero Eléctrico

Universidad de Cartagena, España

Pasaporte Español: 33224179 - N

GENERACIÓN COLOMBIA

Lucio Rubio Díaz

*Licenciado en Ciencias Económicas
y Empresariales*

Universidad Santiago de Compostela

Pasaporte Español: 32642408-A

GENERACIÓN PERÚ

José Griso Gines

Capitán de Marina Mercante

Sub Secretaría de Marina Mercante

Pasaporte Español: 32401928-B

INGENDESA

Juan Benabarre Benaiges

Ingeniero Civil

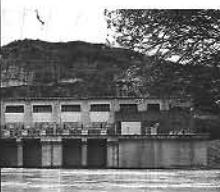
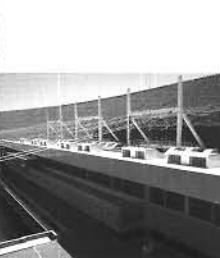
Universidad de Chile

R.U.T.: 5.899.848-6

INDEMNIZACIÓN POR AÑOS DE SERVICIO

En el año 2004 no hubo pago por indemnización por años de servicio a los ejecutivos de las principales filiales de la empresa.

DATOS MÁS RELEVANTES DE ENDESA CHILE CONSOLIDADA



	Al 31 de diciembre de cada año				
	2000	2001	2002	2003	2004
En Argentina					
NÚMERO DE TRABAJADORES	287	285	284	283	311
NÚMERO DE CENTRALES GENERADORAS	5	5	5	5	5
CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	3.622	3.622	3.622	3.622	3.623
ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA (GWh) (2)	10.129	9.948	7.291	7.997	11.290
VENTAS DE ENERGÍA (GWh)	15.549	12.988	7.897	9.259	11.604
En Brasil					
NÚMERO DE TRABAJADORES	45	47	52	53	53
NÚMERO DE CENTRALES GENERADORAS	1	1	1	1	1
CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	658	658	658	658	658
ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA (GWh) (2)	3.406	2.256	2.467	3.024	3.262
VENTAS DE ENERGÍA (GWh)	3.887	3.743	3.591	3.770	3.902
En Chile					
NÚMERO DE TRABAJADORES	888	870	818	708	725
NÚMERO DE CENTRALES GENERADORAS	21	20	20	21	22
CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	4.035	3.935	3.935	3.763	4.477
ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA (GWh) (2)	15.346	15.741	16.286	16.524	16.797
VENTAS DE ENERGÍA (GWh)	20.086	18.673	18.344	18.681	18.462
En Colombia					
NÚMERO DE TRABAJADORES	377	386	315	319	319
NÚMERO DE CENTRALES GENERADORAS	10	10	8	9	10
CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	3.035	3.035	2.735	2.589	2.609
ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA (GWh) (2)	9.618	10.106	10.699	10.794	11.881
VENTAS DE ENERGÍA (GWh) (3)	13.356	14.591	14.639	14.481	15.148
En Perú					
NÚMERO DE TRABAJADORES	167	164	154	152	154
NÚMERO DE CENTRALES GENERADORAS	8	8	8	8	8
CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	997	1.003	1.003	967	967
ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA (GWh) (2)	3.623	4.176	4.279	4.287	4.136
VENTAS DE ENERGÍA (GWh)	3.604	4.239	4.158	4.443	4.328
(millones de pesos al 31 de diciembre de 2004)					
ACTIVO TOTAL	6.228.652	6.585.817	6.754.179	5.601.969	5.317.659
PASIVO TOTAL	3.450.836	3.605.198	3.722.070	2.823.797	2.621.370
INTERÉS MINORITARIO	1.352.384	1.483.079	1.551.044	1.248.187	1.127.391
PATRIMONIO	1.425.433	1.497.540	1.481.066	1.529.986	1.568.898
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	970.703	1.082.125	971.167	943.288	1.032.662
COSTOS DE EXPLOTACIÓN	(659.761)	(685.965)	(575.171)	(564.208)	(629.191)
RESULTADO OPERACIONAL	276.338	360.241	358.429	346.974	369.025
RESULTADO NO OPERACIONAL	(37.348)	(256.533)	(324.473)	(183.480)	(165.109)
RESULTADO NETO	118.977	74.704	(9.647)	80.084	83.789
ÍNDICE DE LIQUIDEZ	0,56	0,46	0,48	0,84	1,27
COEFICIENTE DE ENDEUDAMIENTO (4)	1,24	1,21	1,23	1,02	0,97

- (1) Las cifras de capacidad instalada reflejan la potencia eléctrica máxima resultante de las características técnicas de cada unidad generadora al cierre del ejercicio. Respecto a Chile, en 2004 entró en operación la central Ralco, con una potencia de 690 MW, y se incluye en la capacidad instalada de la central Diego de Almagro, la turbina de 23 MW alquilada a Codeico. En cuanto a Colombia, en 2004 entró en operación la planta menor Tequendama, de una capacidad de 19,4 MW.
- (2) Las cifras de energía eléctrica generada informada en los años 2003 y 2004 corresponden a la generación total, descontados los consumos propios, por lo que difieren en algunos casos de los informados anteriormente, donde se mostraba la generación bruta.
- (3) Las cifras de ventas de energía excluyen las ventas intercompañías, por lo que en el año 2003 se descontaron las ventas de energía de Betania a empresas relacionadas por 419,6 MW.
- (4) Pasivo total / patrimonio más interés minoritario.

IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

IDENTIFICACIÓN BÁSICA

Nombre : Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA)

Tipo de Entidad : Sociedad Anónima Abierta

RUT : 91.081.000-6

Dirección : Avenida Santa Rosa 76
833-0099 SANTIAGO

Teléfono : (56-2) 6309000

Fax : (56-2) 6354720
(56-2) 6353938

Casilla : 1392 de Santiago

Web Site : www.endesa.cl

Teléfono Relación con Inversionistas : 6342329

Fax Relación con Inversionistas : 6354980

Auditores Externos : Ernst & Young Serv. Prof. de Auditoría Ltda.



Central Pangue, Chile



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 del 6 de marzo de 1945 e inscrito en el Registro de Comercio de Santiago a fs. 727 N° 532 el día 16 de marzo del mismo año.

Los estatutos de la sociedad han experimentado numerosas modificaciones, entre las que cabe destacar la del año 1980, que eliminó de sus objetivos la realización del Plan de Electrificación del País, responsabilidad que la ley asignó a la Comisión Nacional de Energía; la del año 1982, que adecuó sus estatutos a la ley N° 18.046, nueva Ley de Sociedades Anónimas; la de 1987, que adecuó sus estatutos a las normas del Decreto Ley N° 3.500 de 1980, permitiendo con ello que recursos de los Fondos de



Laguna del Maule, Chile

Pensiones pudieran ser invertidos en acciones de la empresa; y la del año 1988 que amplió el objeto social incluyendo en él la prestación de servicios de consultoría.

Además, debe mencionarse la modificación del año 1992, que volvió a ampliar el objeto social, permitiendo expresamente a la empresa 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; la del año 1994, que incorporó a sus estatutos el nombre de fantasía Endesa, que aumentó su capital con el fin de que parte de ese aumento fuera colocado en los mercados internacionales a través del mecanismo de los ADR, en cualquiera de sus modalidades, y que adecuó 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, aumentar el porcentaje máximo de concentración accionaria a 26%; la del año 1995, que modificó el sistema de arbitraje, permitiendo que las dificultades entre los accionistas o entre éstos y la sociedad o sus administradores se resolvieran alternativamente por arbitraje o a través de la justicia ordinaria; y la del año 1999, que permitió aumentar el porcentaje máximo de concentración accionaria al 65% del capital con derecho a voto de la sociedad.



Central Abanico, Chile



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 llegando a ser una de las empresas más importantes del país y la base del desarrollo eléctrico de la nación. Las inversiones fueron cuantiosas y se desarrollaron importantes obras de ingeniería y electrificación.

A mediados de los ochenta, como consecuencia de la política de privatización dispuesta por el gobierno de Chile de aquellos años, se instruyó a Endesa Chile prepararse para su privatización, para lo cual se separaron las áreas de distribución y se adecuó la empresa para incorporar a los Fondos de Pensiones y a particulares como accionistas de la sociedad.

El proceso de privatización fue llevado a cabo a partir de 1987 en una serie de ofertas públicas, y dada la magnitud de la empresa para el mercado interno, el proceso sólo fue completado en 1989. Tras el proceso de privatización se produjeron importantes cambios en la organización, la cual se reestructuró en un holding con filiales, para controlar permanentemente las diferentes actividades de la compañía.

En mayo de 1992 se inició el proceso de internacionalización de la compañía, mediante la adquisición, a través de consorcios,

de Central Costanera S.A. y posteriormente, en agosto de 1993, mediante la adquisición de Hidroeléctrica El Chocón S.A., ambas en Argentina. En octubre de 1995 se adquirió Edegel S.A.A. en Perú. En diciembre de 1996 se adquirió Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y posteriormente, en septiembre de 1997, en consorcio con la matriz española, Endesa, se adquirió Emgesa S.A. E.S.P., ambas en Colombia. Por último, en septiembre de 1997 se adquirió Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. en Brasil.

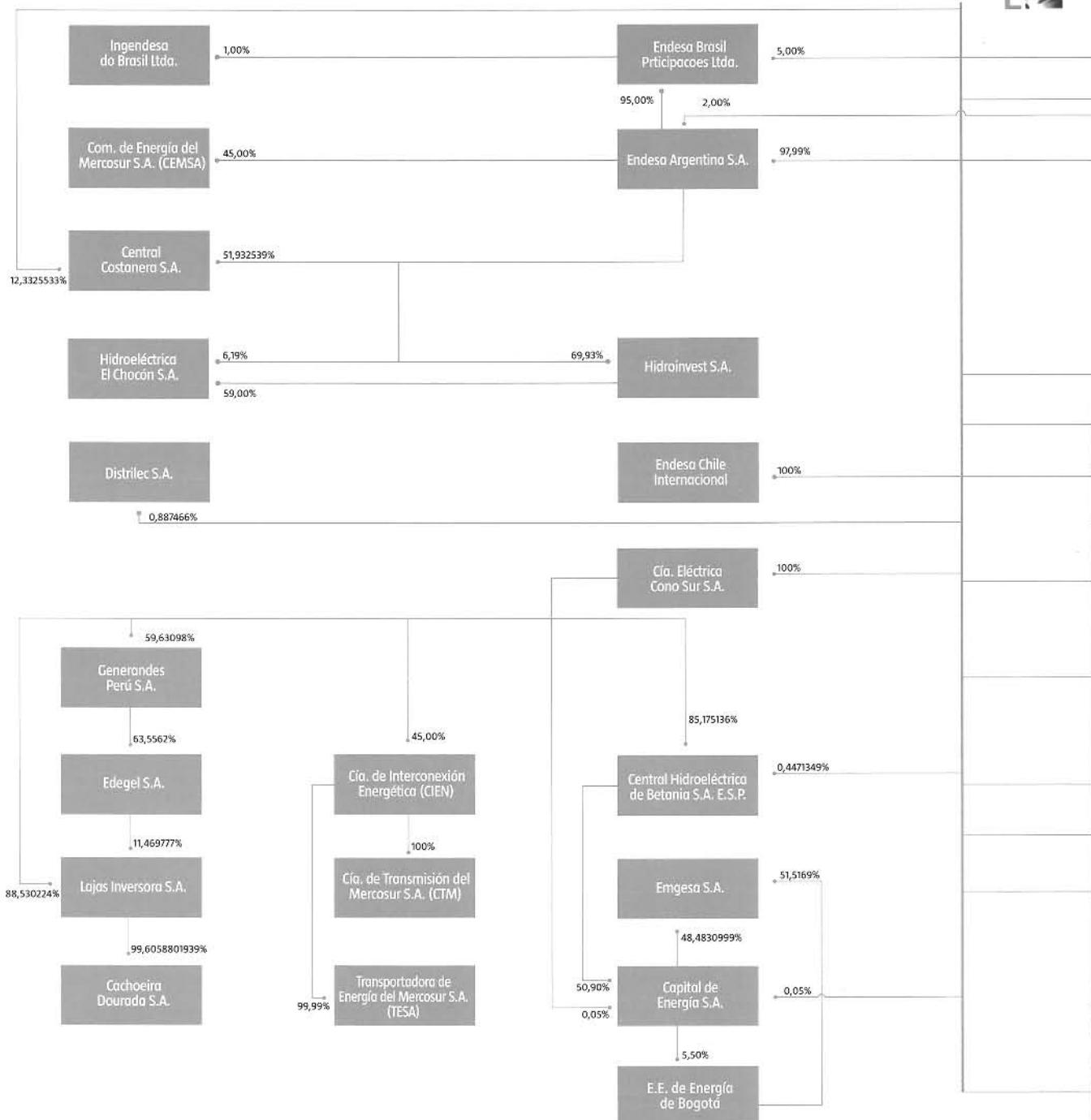
En mayo de 1999, Enersis S.A., empresa filial de Endesa España, que a dicha fecha poseía el 25,3 % de las acciones de Endesa Chile, adquirió en la Bolsa de Comercio de Santiago y en los mercados estadounidenses, a través de un proceso de licitación, un 34,7 % adicional de la compañía, constituyéndose en la controladora de la sociedad.

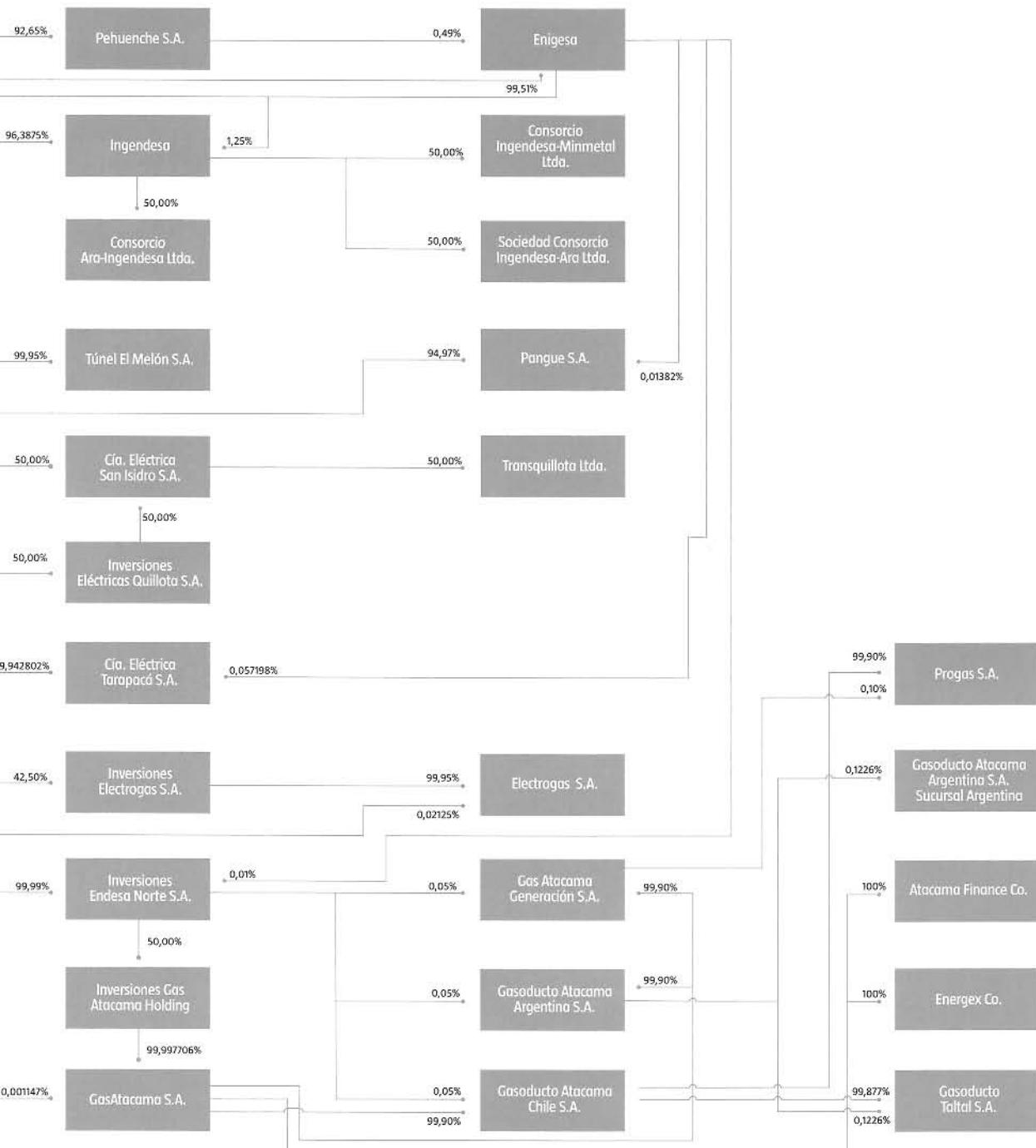
El 3 de octubre de 2003, Endesa Chile incrementó a 64,26 % su participación en Central Costanera S.A., la mayor compañía de generación eléctrica de Argentina, al adquirir de KLT Power un 12,33 % adicional de las acciones.

Cabe indicar que Endesa Chile ha proseguido con su plan de inversiones para absorber los crecimientos en la demanda y abastecer adecuadamente sus contratos. Al respecto, en septiembre de 2004 puso en servicio la central hidroeléctrica Ralco, de 690 MW, lo que representa un 20 % de crecimiento en la capacidad instalada de Endesa Chile y filiales en el SIC y un 6 % de crecimiento en la capacidad total instalada en Chile. Con esta nueva central, Endesa Chile opera 46 centrales en Latinoamérica, con una capacidad instalada de 12.333 MW, constituyéndose en una de las empresas generadoras de energía eléctrica más grandes en la región.

ESTRUCTURA CORPORATIVA

endesa chile
EV





PARTICIPACIÓN EN FILIALES Y COLIGADAS



Empresas Filiales	% Participación	
	2003	2004
En Argentina		
Central Costanera S.A.	64,26	64,26
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	47,44	47,44
Endesa Argentina S.A.	99,99	99,99
Hidroinvest S.A.	69,92	69,92
En Brasil		
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	92,51	92,51
Endesa Brasil Participacoes Ltda.	100,00	100,00
Ingendesa Do Brasil Ltda.	97,66	97,66
En Chile		
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (Pehuenche S.A.)	92,65	92,65
Empresa Eléctrica Pangue S.A. (Pangue S.A.)	94,98	94,98
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (Celta S.A.)	100,00	100,00
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (San Isidro S.A.)	75,00	75,00
Inversiones Eléctricas Quillota S.A.	50,00	50,00
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (Ingendesa)	97,64	97,64
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	99,95	99,95
Endesa Inversiones Generales S.A. (Enigesia)	99,96	99,96
Inversiones Endesa Norte S.A.	100,00	100,00
En Colombia		
Emgesa S.A. E.S.P. (Emgesa)	22,36	22,42
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	85,62	85,62
Capital Energía S.A.	43,58	43,68
En Perú		
Edegel S.A.A. (Edegel)	37,90	37,90
Generandes Perú S.A.	59,63	59,63
En Panamá, Bahamas y Cayman Islands		
Compañía Eléctrica Cono Sur S.A.	100,00	100,00
Lajas Inversora S.A.	92,88	92,88
Endesa Chile Internacional	100,00	100,00

Empresas Coligadas	% Participación	
	2003	2004
En Argentina		
Comercializadora de Energía del Mercosur S.A. (CEMSA)	45,00	45,00
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM)	45,00	45,00
Transportadora de Energía S.A. (TESA)	45,00	45,00
En Brasil		
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN)	45,00	45,00
En Chile		
Electrogas S.A.	42,50	42,50
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (Transquillota)	37,50	37,50
Inversiones Gasatacama Holding Limitada	50,00	50,00
Gasatacama S.A. (Gasatacama)	50,00	50,00
Gasoducto Atacama Chile S.A. (Gasoducto Atacama Chile)	50,00	50,00
Gasatacama Generación S.A. (Gasatacama Generación)	50,00	50,00
Gasoducto Atacama Argentina S.A. (Gasoducto Atacama Argentina)	50,00	50,00
Inversiones Electrogas S.A.	42,50	42,50
Gasoducto Taltal S.A.	50,00	50,00
Consorcio Ingendesa-Minmetal Ltda.	48,82	48,82
Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Ltda.	-	48,82
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda	48,82	48,82
Progas S.A.	50,00	50,00
En Cayman Islands		
Energex Co.	50,00	50,00
Atacama Finance Co.	50,00	50,00



Central El Salto, Colombia



RECURSOS HUMANOS

DOTACIÓN DE PERSONAL

En el cuadro siguiente se indica la dotación de personal de Endesa Chile y sus filiales al 31 de diciembre de 2004¹:

Empresas	Ejecutivos Superiores	Profesionales y Técnicos	Otros Trabajadores	Total
Argentina				
Central Costanera S.A.	5	240	17	262
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	1	42	6	49
Total Dotación en Argentina	6	282	23	311
Brasil				
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	2	47	4	53
Total Dotación en Brasil	2	47	4	53
Chile				
Endesa Chile	29	407	37	473
Pehuenche S.A.	-	3	-	3
Pangue S.A.	-	-	-	-
San Isidro S.A.	-	2	-	2
Celta S.A.	1	-	-	1
Ingendesa	3	190	28	221
Túnel El Melón S.A.	1	22	2	25
Total Dotación en Chile	34	624	67	725
Colombia				
Emgesa S.A.	7	250	28	285
Central Hidroelectrica De Betania S.A. E.S.P.	1	32	1	34
Total Dotación en Colombia	8	282	29	319
Perú				
Edegel S.A.A.	5	134	15	154
Total Dotación en Perú	5	134	15	154
Total Dotación Endesa Chile y Filiales	55	1.369	138	1.562

(1) Corresponde a la dotación de personal permanente.

ACTIVIDADES DE RECURSOS HUMANOS

Capacitación

El Plan de Capacitación del año 2004 tuvo como objetivo desarrollar y potenciar en las personas un nuevo estilo de trabajo, permitiendo la adquisición de habilidades que desarrollan la capacidad emprendedora, la creatividad e innovación, así como el desarrollo de otras competencias en el ámbito técnico-profesional, que respondan a las necesidades propias del negocio de generación eléctrica.

El total de trabajadores capacitados en 2004 fue de 470, lo que implica un 97 % de cobertura en la participación de actividades formativas, llegando a las 1.847 participaciones. El total de horas de capacitación del año fue de 30.804 horas, lo que arroja una tasa de capacitación de 2,64 % (horas de capacitación / horas trabajadas). El índice de capacitación fue de 64,3 horas / persona (horas de capacitación / dotación promedio).

Prevención de Riesgos

En el año 2004, es importante destacar que fueron certificadas en el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional, OHSAS 18.001, las siguientes centrales generadoras: La Guaca, El Paraíso y Betania, en Colombia; Huinco, Matucana, Callahuana, Moyopampa, Huampaní, Yanango, Chimay y Santa Rosa, en Perú; y Cipreses, Isla, Pehuenche, Loma Alta, Curillínque, Bocamina y Gas Atacama, en Chile.

Estas centrales se suman a las que certificaron el año 2003; Dock Sud en Argentina y San Isidro en Chile. La potencia total certificada al 31 de diciembre de 2004 alcanzó el 30 % del parque total existente en Endesa Chile y sus filiales de Latinoamérica.

Otro hito importante del año 2004 fue que la compañía, al registrar solamente un accidente del trabajo, obtuvo un Índice de Frecuencia de Lesiones Incapacitantes de 0,85. Esta cifra indica que por cada millón de horas hombres que se trabajaron en Endesa Chile, ocurrieron 0,85 accidentes del trabajo. El resultado obtenido representó una baja de 67 % respecto al año anterior.

A nivel latinoamericano, el índice de frecuencia fue de 1, lo que representó una baja de 77 % respecto al año anterior.

Los resultados en prevención de riesgos obtenidos en el año 2004 por la compañía y sus filiales le permiten ingresar al selecto grupo de empresas eléctricas que tienen los mejores estándares de seguridad a nivel mundial.

Administración de Recursos Humanos

Como actividades relevantes de la Unidad de Administración de Recursos Humanos desarrolladas durante el año 2004, se pueden mencionar las siguientes:

Se realizaron las gestiones tendientes a adecuar la jornada laboral de cada uno de los establecimientos a la nueva normativa legal que inició su vigencia el 1 de enero de 2005.

Firma de convenio con Servicio de Orientación Médica Telefónica-800 Doctor, que es un centro de atención de llamadas telefónicas, administrado por médicos y enfermeras, cuyo objetivo es recomendar y orientar a todos los trabajadores de Endesa Chile y su núcleo familiar sobre las acciones que más conviene seguir en caso de dolencias, problemas, dudas o inquietudes de salud.



Desarrollo de Recursos Humanos

En octubre de 2004 se aplicó una encuesta de opinión y satisfacción a todos los trabajadores de Endesa Chile. Dicha encuesta se distribuyó a 477 empleados y se recibieron 470 cuestionarios respondidos, lo que corresponde a una participación del 99 % del universo encuestado. Los resultados arrojaron que el Índice de Satisfacción General de los empleados de Endesa Chile ("¿Cómo describiría su grado de satisfacción en la compañía?") es positivo en un 76 %, neutro en un 12 % y negativo en un 12 %. Esto supone una importante mejora respecto a los resultados de 2002, (58 %, 26 % y 16 %, respectivamente). Este resultado deja a la empresa en una calificación similar en comparación con las empresas de Chile y por encima del Índice de Satisfacción a nivel mundial (58 % positivo).

Se continuó con el programa de innovación y creatividad, con el fin de promover en el personal la generación de ideas orientadas a la implantación de mejoras continuas en los procedimientos, técnicas de gestión y propuestas de crecimiento y desarrollo organizacional. Se recibieron 123 propuestas de innovación, lo que corresponde a un aumento del 57,7 % respecto al año anterior.

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 junio de 2004 se firmó el Contrato Colectivo de Trabajo con representantes del Sindicato Interempresa Nacional de Trabajadores de Endesa Chile y Filiales y con el Sindicato Regional de Trabajadores de Endesa Chile, ambos con una vigencia que se extiende hasta el 30 de junio de 2008. Por su parte, mantienen su vigencia los contratos colectivos firmados con anterioridad.



Comunidad de Pitril, Alto Biobío

MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE

Endesa Chile ha culminado su primer Plan Operativo de Sostenibilidad Empresarial 2003-2007, con un 99,7 % de cumplimiento de las metas allí trazadas. En ese marco, la empresa desarrolló actuaciones en las dimensiones económica, ambiental y social, iniciando una consolidación del camino que iniciara en este ámbito.

En cuanto a su Gobierno Corporativo, la empresa logró que las filiales de Argentina, Brasil, Colombia y Perú aprobaran su propia Política de Sostenibilidad Empresarial, siguiendo las orientaciones de los siete compromisos de la política corporativa en el tema. Del mismo modo, fueron constituidos los comités locales de medio ambiente y desarrollo sostenible para las filiales de generación de dichos países.

En junio de 2004, Endesa Chile sometió su desempeño sostenible a la evaluación del Instituto de Investigación del Sustainable Asset Management (SAM), que califica a las empresas para su consideración en el Dow Jones Sustainable Index (DJSI), obteniendo un resultado de 60 puntos e incrementando su puntaje respecto del año anterior, lo que le significó estar siete puntos sobre el promedio de las empresas que se sometieron a esta evaluación en el sector de servicios eléctricos.

Por otra parte, en septiembre de 2004 la empresa suscribió el Pacto Mundial de Naciones Unidas, comprometiéndose con los diez principios de este acuerdo global de derechos humanos y laborales. Siguieron esa iniciativa las filiales de Colombia y Perú y se continúa trabajando para que se adhieran las filiales de Brasil y Argentina.

Endesa Chile editó su segundo Informe de Sostenibilidad en el nivel corporativo, práctica que también se comenzó a implementar en las filiales en el extranjero.

Para la dimensión económica, en sus aspectos de sostenibilidad, destaca la apertura comunicacional de la relación con inversionistas, clientes y proveedores, donde el traspaso de información general de la empresa y sus indicadores de desempeño han sido puestos a disposición pública en el sitio web institucional y en otros medios de difusión que la empresa utiliza. Ello le ha significado obtener reconocimiento internacional por su desempeño en gobierno corporativo.

En los aspectos sociales internos, debe destacarse la publicación de cinco políticas de recursos humanos relacionadas con inducción,

capacitación, compensaciones, selección por competencias y prevención de riesgos. Por otra parte, la encuesta de clima laboral tuvo una cobertura de un 87 % de la planta de trabajadores en Sudamérica, lográndose un índice de satisfacción de un 73 %.

En cuanto a la gestión social con la comunidad, es relevante la publicación de la Política de Responsabilidad Social, que enmarca las actuaciones en los ámbitos de Educación, Medio Ambiente y Comunidad. Lo más relevante del período corresponde a la culminación exitosa del Plan de Relocalización del Proyecto Ralco, que actualmente se desarrolla a través del Plan de Asistencia y Continuidad, cuyo fin es apoyar a las familias pehuénches, afectadas directa e indirectamente, a lograr mejores estándares de calidad de vida.

En la dimensión ambiental, Endesa Chile ha continuado consolidando la implantación de Sistemas de Gestión Ambiental en sus instalaciones, alcanzando a diciembre de 2004 la certificación en la norma ISO 14.001 de 35 centrales de generación en Argentina, Colombia, Chile y Perú, lo cual representa el 86,2 % de su capacidad instalada en Sudamérica.

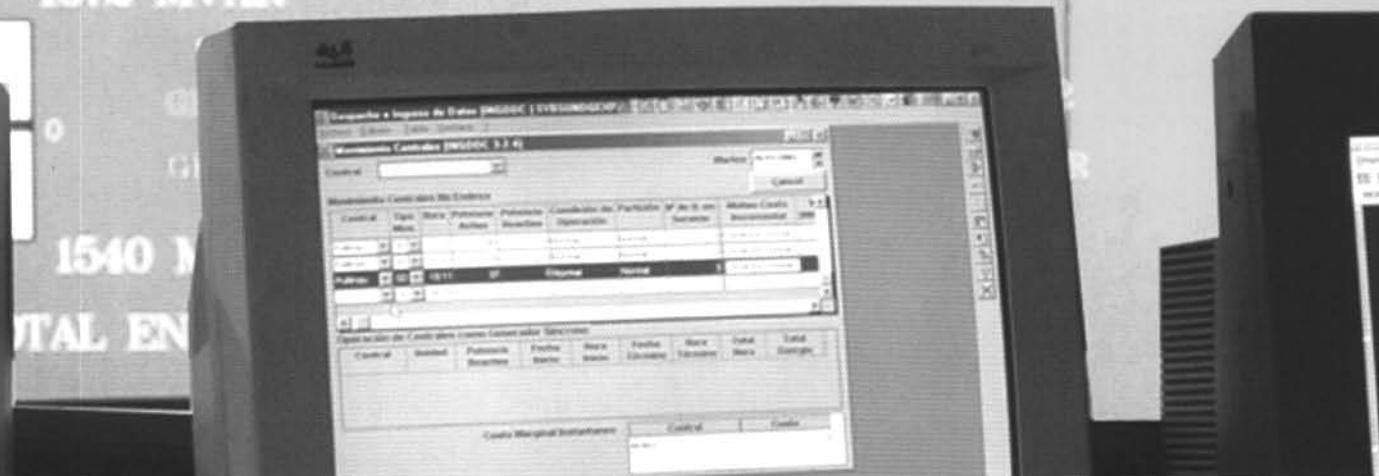
En cuanto a la participación de la empresa en las directrices globales de Cambio Climático (Protocolo de Kioto), debe destacarse la identificación, evaluación y tramitación del registro de dos proyectos de Mecanismo Desarrollo Limpio (MDL). Se trata de central termoeléctrica Callahuana en Perú y de la central hidroeléctrica Palmucho en Chile.

En cuanto a la participación de la empresa en las directrices globales de Cambio Climático (Protocolo de Kioto), debe destacarse la identificación, evaluación y tramitación del registro de seis proyectos de Mecanismo Desarrollo Limpio (MDL). Se trata de Fortaleza en Brasil, Sombrilla en Colombia, Callahuana, Santa Rosa y Ventanilla en Perú y Palmucho en Chile.

Por último, en diciembre de 2004, el Comité de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible de Endesa Chile aprobó el nuevo Plan Operativo de Sostenibilidad para el horizonte 2005-2007, que contiene 17 programas corporativos de actuación, que guiarán el desempeño sostenible de la empresa e incorporarán activamente a las filiales de generación a la gestión sostenible.

TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN

1672 MVAR



Endesa Chile impulsa una línea de tecnología e innovación que es congruente con la visión y misión de la compañía, lo que aporta una ventaja competitiva y permite afianzar decisivamente sus negocios.

En 2004 se creó en Santiago de Chile el Comité Ejecutivo de Tecnología e Innovación, con alcance latinoamericano, al que se integran periódicamente representantes de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú. Tiene como objetivos principales coordinar las actividades a realizar, difundir los conocimientos y proyectos en ejecución, así como estructurar a nivel regional las líneas de desarrollo que son de interés corporativo.

En este sentido, los procesos de desarrollo tecnológico, innovación y potenciación de capacidades cuentan con cuatro líneas estratégicas básicas:

- Excelencia en los procesos de negocio
- El cliente y sus necesidades
- Medio ambiente y desarrollo sostenible
- Desarrollo social y científico

Estas líneas se desarrollan según las características de las diferentes unidades de negocio, generando e impulsando iniciativas propias para los objetivos comunes.

Endesa Chile cuenta como palancas para sus estrategias de tecnología e innovación con el refuerzo de las capacidades internas de las unidades de negocio, la potenciación de los recursos humanos mediante la formación continua de sus empleados y el apoyo de sus proveedores.

Durante 2004, Endesa Chile inició el lanzamiento de su plan tecnológico para los próximos 5 años, plan que multiplica el esfuerzo realizado en los últimos años, en el convencimiento de que la innovación y la tecnología son parte integrante del núcleo del negocio de nuestra compañía y absolutamente necesarias para alcanzar los objetivos estratégicos de la misma.

EXCELENCIA EN LOS PROCESOS DE NEGOCIO

La creación de valor para la empresa y sus accionistas constituye una línea estratégica fundamental para los proyectos de tecnología e innovación.

Se trata de anticipar las necesidades futuras de los negocios para preparar los recursos y procedimientos que permitan tanto una reducción de costes como un aumento de ingresos.



En este sentido, las tecnologías de generación eléctrica forman parte del núcleo operativo del negocio de la empresa y son el foco de esta línea de innovación y de constante desarrollo tecnológico.

EL CLIENTE Y SUS NECESIDADES

Los proyectos incluidos en esta línea estratégica de tecnología e innovación tratan de adaptar los servicios de Endesa Chile al estilo de vida y necesidades de sus clientes.

MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE

Numerosos trabajos de tecnología e innovación se relacionan con la investigación de los problemas medioambientales actuales como los proyectos relacionados con la captura de CO₂, la gestión ambiental y el desarrollo sostenible mediante la búsqueda de fuentes de energía más limpias y renovables.

DESARROLLO SOCIAL Y CIENTÍFICO

Esta línea estratégica de tecnología e innovación tiene como objetivo la colaboración y el intercambio constructivo de ideas entre la compañía y su entorno social y científico, con el objetivo de

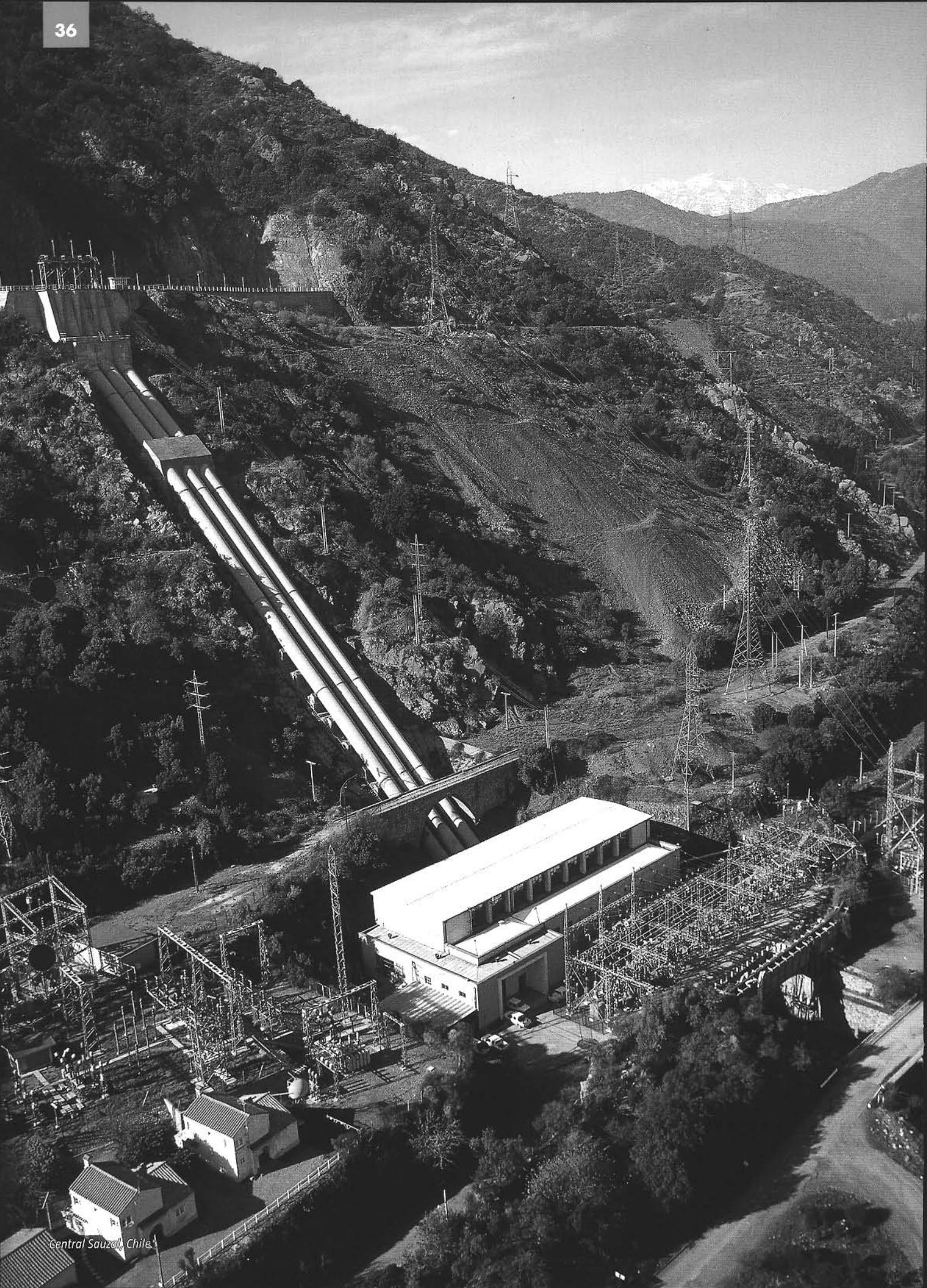
promover una colaboración común que contribuya a afrontar los desafíos científicos y técnicos del futuro.

Las iniciativas son compartidas entre el equipo técnico de Endesa Chile y sus proveedores, numerosas universidades, centros científicos de investigación y organismos públicos, especialmente en las zonas geográficas en las que está presente.

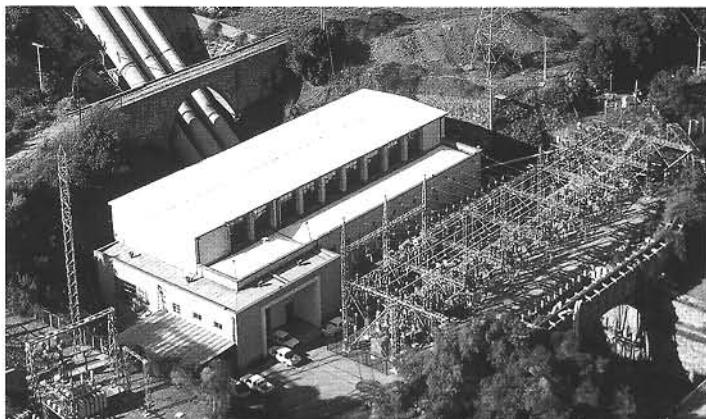
Entre las principales instituciones de este tipo con las que colabora, cabe señalar:

- Universidades de Santiago de Chile y Católica de Valparaíso.
- Un amplio número de proveedores, entre los que cabe mencionar Ingendesa, Inerco, Incar, Alstom, Siemens, ABB, Skoda, Repsol YPF, IBM, Microsoft, Sun, Intel, Philips, Sadiel y CINAR.
- Presencia en diversos foros nacionales e internacionales, tales como CIGRE, IEEE, etc.

Campus Endesa Chile, comunidad virtual de aprendizaje que facilita la gestión del conocimiento entre todos los trabajadores de la empresa y proporciona medios de capacitación.



Central Sauzal, Chile



PROPIEDAD DE LA EMPRESA

Al 31 de diciembre de 2004, el capital accionario de la empresa ascendía a 8.201.754.580 acciones suscritas y pagadas, distribuidas en 25.169 accionistas.

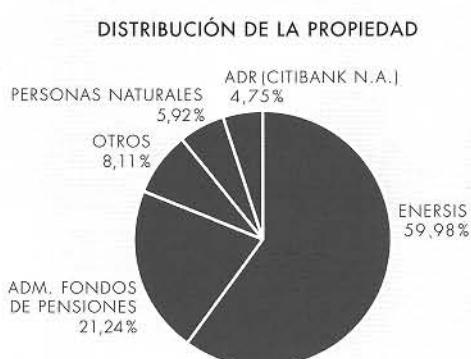
DOCE MAYORES ACCIONISTAS

Nombre	Al 31 de diciembre de 2004	
	Cantidad de Acciones	% de Participación
Enersis S.A. (1)	4.919.488.794	59,98
AFP Provida S.A. Para Fondo de Pensiones	504.839.339	6,16
AFP Habitat S.A. Para Fondo de Pensiones	437.559.476	5,33
Citibank N.A. (Banco Depositario Circ. 1375)	389.605.620	4,75
AFP Cuprum S.A. Para Fondo de Pensiones	281.013.295	3,43
AFP Summabansander S.A. para Fondo de Pensiones	231.190.500	2,82
AFP Santa María S.A. para Fondo de Pensiones	220.885.899	2,69
AFP Planvital S.A. para Fondo de Pensiones	67.052.959	0,82
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	57.412.051	0,70
Coindustria Ltda.	33.834.298	0,41
Citibank NA por Cta. Terceros Cap. XIV	26.665.816	0,33
Forestal Const. y Com. del Pacífico Sur S.A.	25.660.311	0,31
Total	7.195.208.358	87,73

(1) Enersis S.A. es filial de la matriz española, Endesa.

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

Cabe mencionar que durante el año 2004 no hubo transacciones de accionistas mayoritarios de la compañía.



CAMBIOS EN LA PROPIEDAD

Los cambios de mayor importancia que se produjeron en la propiedad de Endesa Chile durante el año 2004 se indican a continuación:

- Cia. de Seguros de Vida Consorcio Nacional de Seguros S.A. bajó de una participación de 0,45 % en el año 2003 a 0,11 % en el año 2004.
- Alfa Corredores de Bolsa S.A. bajó de una participación de 0,32 % en el año 2003 a 0,01 % en el año 2004.
- Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa bajó de una participación de 0,30 % en el año 2003 a 0,26 % en el año 2004.
- Banchile Corredores de Bolsa S.A. subió de una participación de 0,55 % en el año 2003 a 0,70 % en el año 2004.
- The Chile Fund Inc subió de una participación de 0,24 % en el año 2003 a 0,31 % en al año 2004.

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

En el año 2004, el Gerente de Generación Chile, Sr. Claudio Iglesia Guillard, vendió 119.176 acciones de Endesa Chile.

SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE LOS ACCIONISTAS

No se recibieron en la empresa comentarios respecto a la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2004 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.

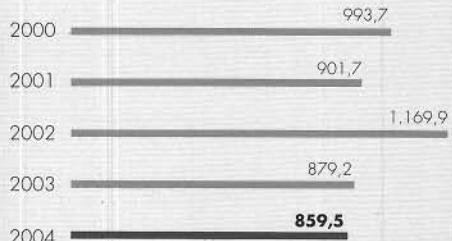
TRANSACCIONES BURSÁTILES

TRANSACCIONES BURSÁTILES EN LAS BOLSAS DE COMERCIO DE CHILE

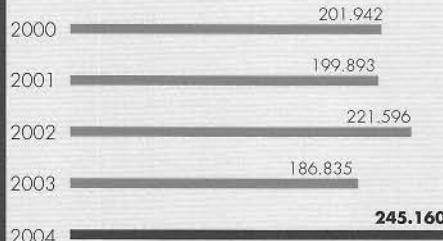
Durante el año 2004, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 859,5 millones de acciones de Endesa Chile, lo que equivale a \$ 245.160 millones. A su vez, en la Bolsa Electrónica de Chile se transaron 272,9 millones de acciones de Endesa Chile, lo que equivale a \$ 75.058 millones. Finalmente, en la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron 33,6 millones de acciones de Endesa Chile, equivalente a \$ 9.165 millones.

Adicionalmente, la acción de Endesa Chile cerró el año con un precio de \$ 334,99 en la Bolsa de Comercio de Santiago, \$ 335,50 en la Bolsa Electrónica y \$ 339,00 en la Bolsa de Valores de Valparaíso.

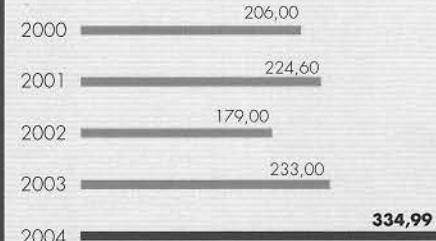
BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO
ACCIONES TRANSADAS (MILLONES DE ACCIONES)



BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO
MONTOS TRANSADOS
(MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE CADA AÑO)

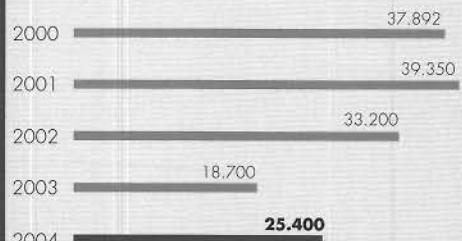


BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO
PRECIO DE CIERRE
(PESOS DE DICIEMBRE DE CADA AÑO)

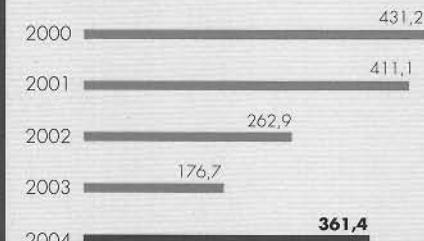


En el año 2004, en Estados Unidos se transaron 25,4 millones de ADR de Endesa Chile, lo que equivale a US\$ 361,4 millones. Un ADR representa 30 acciones de Endesa Chile. El precio del ADR de Endesa Chile cerró el año en US\$ 18,24.

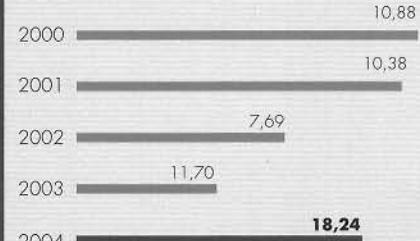
BOLSA DE COMERCIO DE NEW YORK (NYSE)
ADR TRANSADOS (MILES DE ADR)



BOLSA DE COMERCIO DE NEW YORK (NYSE)
MONTOS TRANSADOS
(MILLONES DE DÓLARES DE DICIEMBRE DE CADA AÑO)



BOLSA DE COMERCIO DE NEW YORK (NYSE)
PRECIO CIERRE
(DÓLARES DE CADA AÑO)



TRANSACCIONES BURSÁTILES EN LA BOLSA DE MADRID (LATIBEX)

A contar del 17 de diciembre de 2001, las acciones de Endesa Chile se transan en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex). La unidad de contratación, denominada bloque, es de 30 acciones. En España, en el año 2004 se transaron 1.207.275 bloques de acciones de Endesa Chile, lo que equivale a € 25.670 miles. El precio del bloque cerró el año en € 13,30.

INFORMACIÓN BURSÁTIL TRIMESTRAL DE LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS

Bolsa de Comercio de Santiago			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado (\$)	Precio Promedio (\$)
1er Trimestre 2002	201.976.874	42.881.828.351	213,05
2do Trimestre 2002	357.983.630	70.595.120.566	197,18
3er Trimestre 2002	262.186.281	47.878.743.437	182,47
4to Trimestre 2002	347.764.499	60.240.025.948	175,32
1er Trimestre 2003	191.353.065	35.255.302.656	183,86
2do Trimestre 2003	242.128.134	49.660.084.489	207,00
3er Trimestre 2003	235.524.813	52.370.331.064	222,11
4to Trimestre 2003	210.276.067	49.549.486.793	235,76
1er Trimestre 2004	264.406.499	65.511.201.274	248,78
2do Trimestre 2004	165.605.998	43.919.501.749	264,46
3er Trimestre 2004	182.780.184	53.749.740.433	290,35
4to Trimestre 2004	246.683.469	81.979.697.044	333,36

Bolsa Electrónica de Chile			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado (\$)	Precio Promedio (\$)
1er Trimestre 2002	118.165.142	25.100.254.544	211,53
2do Trimestre 2002	270.985.369	53.436.363.297	198,20
3er Trimestre 2002	108.650.576	19.482.340.201	183,66
4to Trimestre 2002	96.813.665	16.348.109.781	172,58
1er Trimestre 2003	51.194.820	9.514.470.742	184,82
2do Trimestre 2003	72.995.481	15.169.253.204	207,81
3er Trimestre 2003	69.208.079	15.362.448.593	221,88
4to Trimestre 2003	63.609.506	15.063.367.922	235,25
1er Trimestre 2004	122.153.430	30.367.812.297	247,25
2do Trimestre 2004	62.410.675	16.470.816.889	265,36
3er Trimestre 2004	29.516.830	8.722.856.151	290,88
4to Trimestre 2004	58.831.108	19.496.668.877	330,84

Bolsa de Valores de Valparaíso			
Trimestre	Unidades Transadas	Monto Transado (\$)	Precio Promedio (\$)
1er Trimestre 2002	2.476.867	521.916.857	210,71
2do Trimestre 2002	1.016.219	196.947.333	193,80
3er Trimestre 2002	4.827.126	851.153.451	176,32
4to Trimestre 2002	1.383.661	237.558.454	171,68
1er Trimestre 2003	982.413	182.086.598	185,34
2do Trimestre 2003	672.863	130.679.902	194,21
3er Trimestre 2003	2.088.899	463.996.365	222,12
4to Trimestre 2003	648.514	156.672.934	241,58
1er Trimestre 2004	6.582.704	1.664.486.099	252,85
2do Trimestre 2004	10.620.038	2.871.068.947	270,34
3er Trimestre 2004	15.997.732	4.481.810.106	280,15
4to Trimestre 2004	445.903	147.496.648	330,78

POLÍTICAS DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

El directorio de la compañía propondrá en la junta ordinaria de accionistas a celebrarse en abril de 2005 la siguiente Política de Inversiones y Financiamiento:

POLÍTICA DE INVERSIONES

Durante el ejercicio 2005, la sociedad efectuará inversiones según lo establece su estatuto, 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 10 % del patrimonio más Interés Minoritario de Endesa Consolidado.

2. Aportes de capital a las sociedades filiales y coligadas

2.1 Se efectuarán aportes a las filiales Pangue S.A., Pehuenche S.A., San Isidro S.A., Celta S.A., así como a las coligadas Electrogas S.A., Gasoducto Atacama Chile S.A., Gasoducto Taltal S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A. y GasAtacama Generación S.A. para que puedan llevar a cabo los proyectos que se están desarrollando, y realizar aquellas inversiones que sean necesarias para cumplir con su respectivo objeto social.

2.2 Se efectuarán aportes a las filiales Enigesa e Ingendesa, para que cada una de éstas pueda cumplir con su respectivo objeto social. Se considerará como máximo de inversión en estas filiales para el año 2005 un monto equivalente al 0,5 % del patrimonio más Interés Minoritario de Endesa Consolidado.

2.3 Se efectuarán aportes a la filial Túnel El Melón S.A., para que lleve a cabo los proyectos en desarrollo o aquellos que decida

efectuar para cumplir con su objetivo social. Se considera como máximo de inversión en esta filial, para el año 2005, un monto equivalente al 3 % del patrimonio más Interés Minoritario de Endesa Consolidado.

2.4 Se considerará como límite global máximo de inversión en todas las filiales nacionales para el año 2005, un monto equivalente al 10 % del patrimonio más Interés Minoritario de Endesa Consolidado.

3. Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles y aportes a sociedades, 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 de Endesa Consolidado.

4. Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles y aportes a sociedades, 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 de Endesa Consolidado.

5. Endesa efectuará inversiones en valores negociables 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.

6. 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

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 1,50. 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

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 de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., de la Empresa Eléctrica Pangue S.A., de Endesa Argentina S.A., de San Isidro S.A. y de Celta S.A., Compañía Eléctrica Conosur S.A., que signifiquen mantener al menos la propiedad de un 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 Y FILIALES

Las principales actividades que desarrolla Endesa Chile y sus filiales están relacionadas con la generación y comercialización de energía eléctrica y, adicionalmente, la venta de servicios de consultoría e ingeniería en todas sus especialidades. A nivel consolidado, Endesa Chile opera 46 centrales a lo largo de cinco países en Latinoamérica, con una capacidad instalada total de 12.332,8 MW.

En Argentina, a través de Central Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., opera un total de 3.623 MW de potencia, que representa el 15 % del total del Sistema Interconectado Argentino.

En Brasil, por medio de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S. A., opera un total de 658 MW de potencia, lo que representa el 1 % de la capacidad instalada en ese país. Asimismo, a través de la línea de interconexión con Argentina, operada por CIEN, se agregan 2.000 MW adicionales a dicho mercado, energía y potencia que es respaldada por la filial argentina Central Costanera S. A.

Endesa Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile y una de las más grandes empresas del país, operando un total de 4.476,7 MW de potencia, lo que representa el

38 % de la capacidad instalada en el país. El 76 % de la capacidad instalada de Endesa Chile y sus filiales en Chile es hidráulica y el 24 % es térmica. Endesa Chile participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema interconectado del país, el que se extiende por donde vive aproximadamente el 93 % de la población nacional. La compañía y sus filiales en Chile suman una capacidad instalada de 4.294,7 MW en este sistema, que representa aproximadamente el 52 % del SIC. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de su filial Celta S.A., e indirectamente a través de la empresa Gasoducto Atacama Chile S.A. y GasAtacama Generación S.A., dando suministro a diversas empresas mineras y con ventas en el mercado spot. La capacidad instalada de Celta S.A. en este sistema alcanza 182 MW, que representa el 5 % del SING, y al incluir a GasAtacama Generación, donde Endesa Chile participa con un 50 % de la propiedad, la capacidad instalada en el SING alcanza a 27 %.

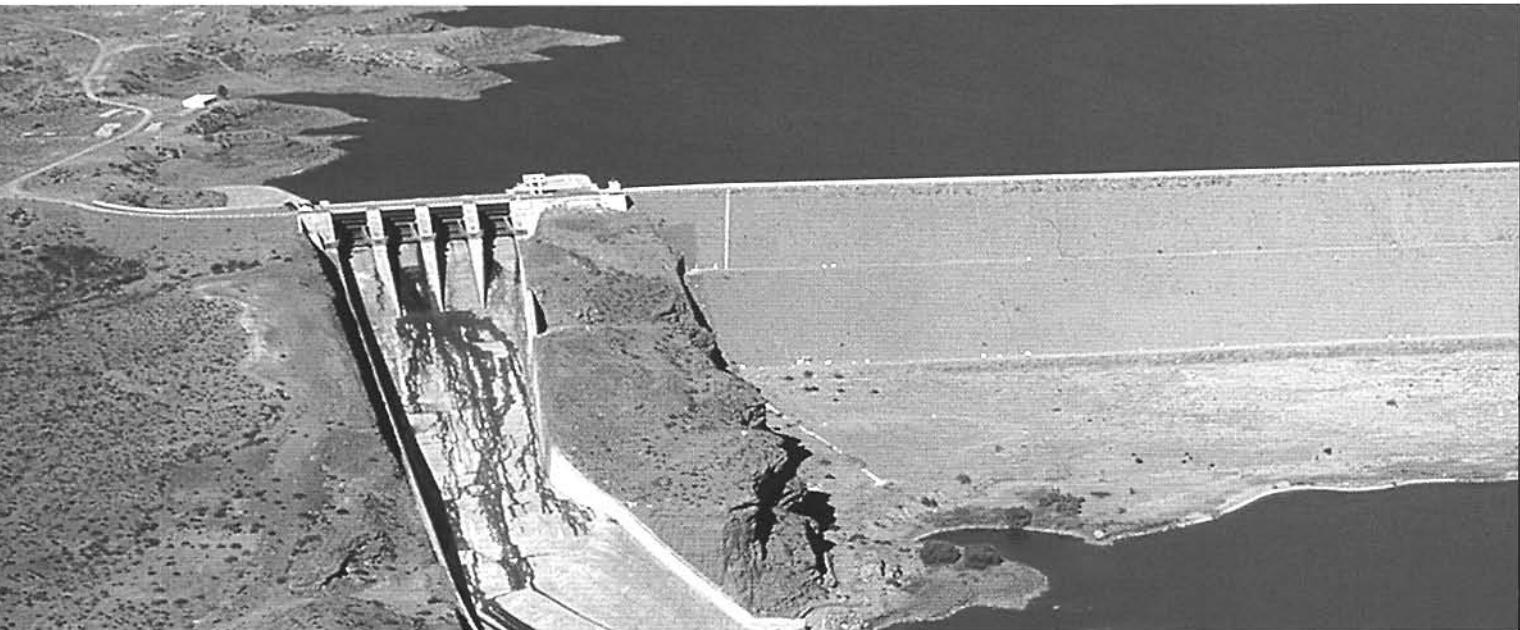
En Colombia, a través de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y de Emgesa, opera un total de 2.608,6 MW de potencia, lo que representa el 19 % de la capacidad instalada colombiana.

En Perú, por medio de Edegel, opera un total de 966,5 MW de potencia, que representa el 22 % del sistema peruano.

CAPACIDAD INSTALADA, GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA DE ENDESA CHILE Y FILIALES

Capacidad Instalada (MW) (1)	2003	2004
En Argentina	3.622,0	3.623,0
En Brasil	658,0	658,0
En Chile (2)	3.762,8	4.476,7
En Colombia (3)	2.589,2	2.608,6
En Perú	967,1	966,5
Total	11.599,1	12.332,8
Generación de Energía Eléctrica (GWh) (4)	2003	2004
En Argentina	7.997	11.290
En Brasil	3.024	3.262
En Chile	16.524	16.797
En Colombia	10.794	11.881
En Perú	4.287	4.136
Total	42.626	47.366
Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2003	2004
En Argentina	9.259	11.604
En Brasil	3.770	3.902
En Chile	18.681	18.462
En Colombia (5)	14.481	15.148
En Perú	4.443	4.328
Total	50.634	53.444

- (1) Los cifras de capacidad instalada reflejan la potencia eléctrica máxima resultante de las características técnicas de cada unidad generadora al cierre del ejercicio.
(2) En 2004 entró en operación la central Ralco, con una potencia de 690 MW. Asimismo, en 2004 se incluye en la capacidad instalada de la central Diego de Almagro, la turbina de 23 MW alquilada a Codelco.
(3) En 2004 entró en operación la planta menor Tequendama, de una capacidad de 19,4 MW.
(4) Los cifras de energía eléctrica generada corresponden a la generación total, descontados los consumos propios, por lo que difieren en algunos casos de los informados anteriormente, donde se mostraba la generación bruta.
(5) Las cifras de ventas de energía excluyen las ventas intercompañías, por lo que en el año 2003 se descontaron las ventas de energía de Betania a empresas relacionadas por 419,6 MW.



DESCRIPCIÓN DEL SECTOR INDUSTRIAL

Endesa Chile participa en la generación y comercialización eléctrica en cinco países, cada uno de los cuales presenta un marco regulativo, matrices energéticas, número de empresas participantes en el sector, patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación se resume brevemente, para cada país en que Endesa Chile opera, los principales cuerpos legales que regulan la actividad, el tamaño del mercado y los principales agentes.

Argentina

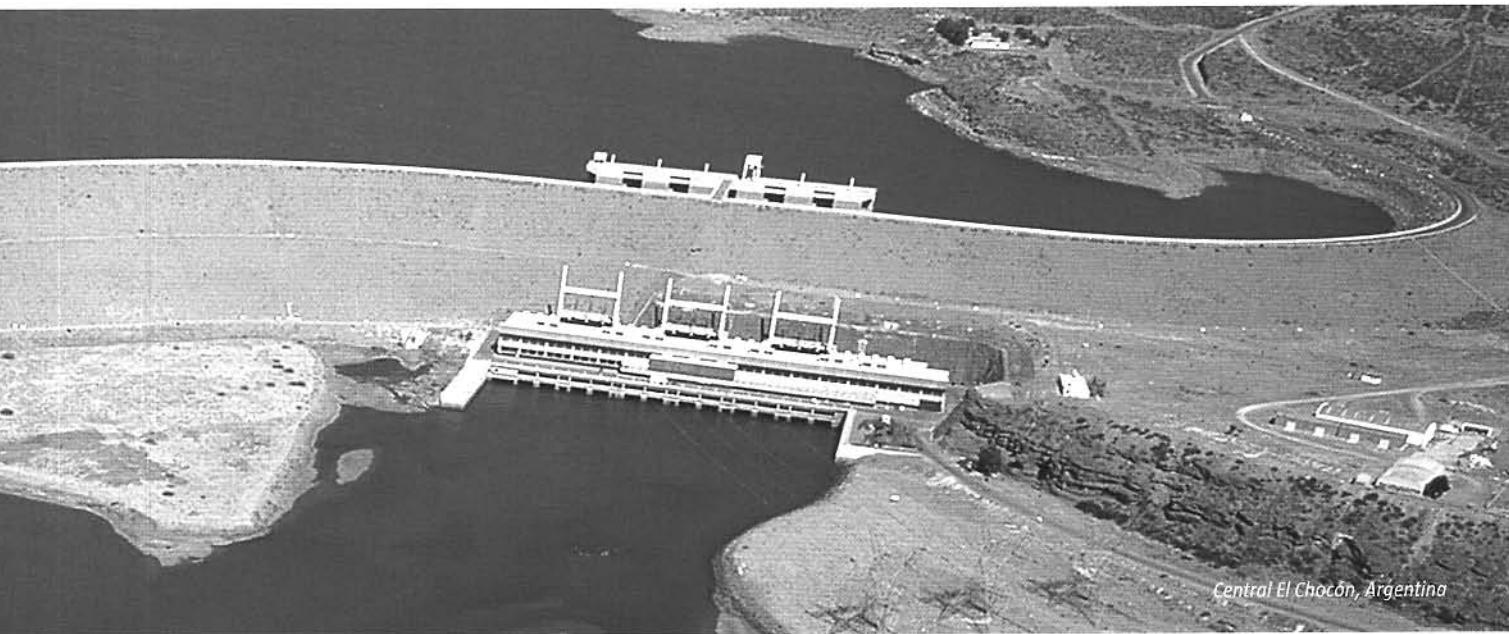
La Ley 24.065 de enero de 1992 o "Ley Eléctrica Argentina" divide la industria eléctrica en tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está organizado sobre la base de productores independientes, que compiten vendiendo su producción en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o bien a través de contratos privados con otros agentes. El sector de transmisión lo componen empresas que transmiten la electricidad desde los puntos de generación hacia los de consumo, sobre la base de un sistema de libre acceso. Las compañías de distribución pueden comprar la energía a través de contratos o en el MEM.

El sistema de despacho argentino es similar al modelo chileno, con un Organismo Encargado del Despacho (OED), 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 y Puertos 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 producción a compañías de distribución y a otros grandes clientes, a través del Mercado Mayorista por medio de contratos o a precios spot establecidos por el Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico). Existen tres tipos de precios: contractuales, estacionales y spot. Los precios contractuales se establecen libremente entre las partes, entre los que se incluyen los contratos de exportación a Brasil. Los precios estacionales, calculados por el Cammesa cada seis meses, son los que deben pagar las empresas distribuidoras que compran en el mercado mayorista. Finalmente, el precio spot se utiliza para valorar transacciones entre generadores, para suprir sus excesos o déficit de generación respecto a sus compromisos contractuales.

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



Central El Chocón, Argentina

La pesificación del peso argentino en 2002 y el congelamiento de las tarifas de los servicios públicos provocó un desequilibrio en los mercados de gas y electricidad, que frenó las inversiones y comprometió con ello el abastecimiento futuro. En el caso del gas, durante 2004 se presentaron los primeros problemas de abastecimiento; sin embargo, por la sobreinstalación del sector eléctrico con que se contaba, se ha podido enfrentar los fuertes crecimientos de la demanda, presionando al sector eléctrico argentino a realizar nuevas inversiones.

Por lo anterior, la autoridad ha introducido una serie de medidas de emergencia para enfrentar la crisis. Entre ellas durante 2004 se importó gas de Bolivia, se importó energía eléctrica de Brasil, se firmó un convenio de abastecimiento de fuel-oil con PDVSA. Por otra parte, para enfrentar el desarrollo de mediano y largo plazo el gobierno impulsó acuerdos con los productores de gas y de electricidad. En mayo de 2004 se firmó un acuerdo con los productores de gas y el 17 de diciembre con los productores de electricidad que establece esencialmente una recomposición tarifaria y la definición de un mecanismo de inversión en el que se involucrarán parte de las acreencias que los generadores tengan en el MEM. Este mecanismo implicará la instalación de nueva capacidad de generación en el año 2007, fecha a partir de la cual, el gobierno se compromete a tener reestablecida la operación marginalista del mercado.

La capacidad instalada del MEM a diciembre de 2004 fue de 23.032 MW, de los cuales 60 % correspondían a capacidad termoeléctrica. La demanda máxima en el año 2004 fue de 15.032 MW y el consumo anual alcanzó a los 82.969 GWh. Durante el año 2004, la demanda aumentó un 6,7 % respecto al año anterior.

Aparte del MEM, existe un pequeño subsistema denominado MEMSP, que atiende usuarios del Sistema Patagónico y cuya capacidad instalada es de 777 MW a diciembre de 2004, lo que equivale a 3 % de la capacidad total de Argentina.

Endesa Chile, a través de sus filiales Central Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., es uno de los principales operadores en la actividad de generación en Argentina, con un 16 % del total de la capacidad instalada en el MEM, y con el 14 % en términos de ventas de energía durante el año 2004. A ellos se agregan CTM y TESA, empresas transportistas dueñas de las líneas de interconexión con Brasil; y CEMSA, empresa comercializadora que ha establecido contratos de exportación hacia ese país a través de la empresa relacionada brasileña CIEN. Esta última se abastece en gran parte de Central Costanera S.A., la cual tiene comprometido 962 MW con el mercado brasileño. Otros operadores importantes en este mercado son AES, Pluspetrol, Pérez Companc y TotalFinaElf.

Brasil

Bajo la actual estructura regulativa, la industria eléctrica en Brasil es extensamente regulada por el Gobierno Federal, actuando a través del Ministerio de Minas y Energía (MME).

Las políticas regulativas son implementadas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), entidad que es responsable de: i) otorgar y supervisar concesiones para generación eléctrica; ii) supervisar y auditar a las compañías concesionarias; iii) publicar regulaciones para el sector; y iv) planificar y ejecutar estudios de recursos hídricos.

Las regulaciones de concesión fueron promulgadas en el año 1995, mediante las leyes de concesiones N° 8.987 y N° 9.074. El principal objetivo de estas leyes es establecer las bases de la reforma para el nuevo modelo de mercado, promoviendo la competencia en generación, dando acceso libre al sistema de transmisión, definiendo un cronograma para la disminución del tamaño mínimo de los clientes libres desde 10 MW, entre otras medidas.

Durante los últimos años, Brasil ha privatizado plantas generadoras, ha otorgado permisos para la construcción de plantas térmicas, ha otorgado concesiones para nuevas plantas hidroeléctricas y ha autorizado la importación de energía desde Venezuela y Argentina. Desde este último país, Endesa Chile, a través de su coligada CIEN, participa en el negocio de interconexión de 2.000 MW.

La ley también introdujo el concepto de Productor de Potencia Independiente (IPP). La regulación establece que un productor independiente puede obtener una concesión después de un proceso competitivo de oferta, si se trata de un proyecto hidroeléctrico de cierto tamaño o simplemente obteniendo las autorizaciones correspondientes, si se trata de un proyecto termoeléctrico. Las concesiones o autorizaciones duran entre 30 y 35 años, con posibilidad de extensión. Como una manera de abolir los monopolios, la ley permite que una vez recibida la concesión, el productor tenga acceso a los sistemas de transmisión y distribución, en la medida que reembolse los costos asociados a ello.

El Operador Nacional del Sistema (ONS) es un organismo independiente, encargado de realizar el despacho económico del sistema a nivel horario. El precio para las transacciones spot es determinado por el Mercado Asignador de Energía (MAE), que es controlado por el gobierno. Este precio spot es calculado semanalmente en forma ex ante, representando un pago por energía. Actualmente, no existe una remuneración por la potencia aportada por cada generador.

El gobierno asignó contratos a las empresas generadoras en el momento de la apertura del mercado. Estos contratos iniciales tienen programado su disminución, lo que permitirá liberalizar paulatinamente el mercado.

A cada generador se le calcula lo que se conoce como energía garantizada, que consiste en el nivel de generación que puede ser alcanzado con una alta probabilidad. Este valor constituye un límite para la contratación de cada generador y, además, es usado en un proceso llamado Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE). Este proceso reparte la generación real del sistema en función de la energía garantizada de cada central, disminuyendo considerablemente la exposición al spot y la variabilidad en los ingresos de los generadores.

Luego del racionamiento, la autoridad decidió reestudiar las reglas de operación económica del Sistema Interconectado. Es así como el 31 de julio del año 2004 el MME publicó el decreto 5163-2004, que define un nuevo marco regulativo, en especial la comercialización de energía eléctrica y el proceso de concesiones para el ingreso de nuevas centrales. El 9 de diciembre fue realizado el denominado "MegaLeilao", donde se cerraron ventas a las distribuidoras por 17.008 MW-medios para el período comprendido entre el año 2005 y 2008.

El sector eléctrico brasileño consta de cuatro subsistemas interconectados entre sí, que son los sistemas Sur, Sureste-Centrooeste, Norte y Noreste. En el sistema Sureste-Centrooeste se concentra alrededor del 63 % del total de la demanda, en los sistemas Sur y Noreste del orden del 30 % y en el sistema Norte el 7 %.



Central Cachoeira Dourada, Brasil

La capacidad instalada a diciembre de 2004 era de 89.605 MW¹, de los cuales 77 % corresponden a capacidad hidroeléctrica y el 23 % a capacidad termoeléctrica y nuclear. La demanda máxima en el año 2004 fue de 58.816 MW y las ventas de energía alcanzaron 323.631 GWh, lo que representa un incremento del 5,2 % con respecto al año anterior.

Endesa Chile, a través de su filial Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A., tiene una pequeña participación en el sistema Sureste-Centroeste, con un 1 % de la capacidad instalada nacional y un 1 % de las ventas de energía durante el año 2004. Adicionalmente, participa en el mercado de comercialización con su relacionada CIEN, que tiene dispuestos 2.000 MW, estando contratados 1.684 MW entre las distribuidoras Furnas, Gerasul, Copel y CERJ y que abastece al sistema Sureste-Centroeste. Otros operadores privados importantes en este mercado, adicionalmente a la estatal Eletrobrás, son Tractebel y AES.

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 contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley: La Comisión Nacional de Energía (CNE) tiene 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) 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 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 distingue tres tipos de actividades: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está conformado por compañías que generan la electricidad con fuentes hidroeléctricas y/o térmicas. El sector de transmisión lo conforman empresas que transmiten la electricidad en alto voltaje producida por las empresas generadoras, quienes venden esta energía a distintos tipos de clientes. Finalmente, el sector de distribución lo componen empresas que compran la energía y luego la distribuyen al público.

De acuerdo a la ley eléctrica, las compañías involucradas en la generación eléctrica deben coordinar sus operaciones a través del Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el

¹Incluye la capacidad de importación de potencia de Argentina y las compras a Itaipú.



cálculo del costo marginal, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

Como se desprende, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CDEC. Cada empresa a su vez puede tomar libremente la decisión de vender esta energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su generación 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 clientes consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria con un consumo igual o inferior a 2.000 kW y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. El precio de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras tiene un valor máximo que se denomina precio de nudo, encontrándose regulado por el Ministerio de Economía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses.
- (ii) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen un consumo mayor a 2.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos clientes pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las empresas generadoras o distribuidoras.
- (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, en forma horaria se valoriza al costo marginal resultante de la operación económica del sistema. Para la potencia, las transferencias son valorizadas al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.



Central Isla, Chile

La remuneración de la potencia de cada generador en Chile proviene de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

Durante el año 2004 se aprobó el proyecto de ley que modifica el marco regulativo del sector eléctrico chileno. Las principales modificaciones incluyen el prorratoe de los costos de transmisión del sistema, denominado "área de influencia común" entre los generadores y la demanda en un 80 % y 20 % respectivamente, y la disminución de la banda del precio de nudo monómico desde un 10 % a un 5 %, sólo en su componente de energía.

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, el sistema de Aysén y el sistema de Magallanes.

El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km., uniendo Taltal, en el norte, con Quellón en la Isla de Chiloé, por el sur. Con una capacidad instalada a diciembre de 2004 de 8.290 MW (definida como la potencia máxima utilizada para el cálculo de la potencia firme para el año 2004), es un sistema mayoritariamente hidráulico. Un 61 % corresponde a capacidad hidroeléctrica y un 39 % a capacidad termoeléctrica. La demanda máxima en el SIC en el año 2004 fue de 5.430 MW y la generación bruta alcanzó 36.344 GWh, que representa un incremento del 7,8 %.

Endesa Chile, actuando directamente y a través de sus filiales Pehuenche S.A., Pangue S.A. y San Isidro S.A., es el principal operador de este sistema, con el 51 % del total de la capacidad instalada y 50 % en términos de ventas de energía durante el año 2004. Otros operadores importantes en este mercado son AES Gener S.A. y Colbún S.A.

A través de su filial San Isidro S.A., la compañía es dueña de una de las cuatro centrales de ciclo combinado a gas natural que operan en el país. Esta fuente de generación le ha permitido disminuir su dependencia hidrológica y volatilidad de sus ingresos, dado que tiene como alternativa la operación con fuel, en caso de desabastecimiento de gas natural.

El SING cubre el norte del país, desde Arica hasta Coloso en el sur, distantes unos 700 km. Este sistema, con una capacidad instalada a diciembre de 2004 de 3.596 MW, es predominantemente termoeléctrico (99,6 % de la capacidad instalada total). La generación máxima bruta en el SING en el año 2004 fue de 1.645 MW y la generación bruta alcanzó los 12.330 GWh, que representa un incremento del 7,9 % con respecto a igual período del año anterior.

Endesa Chile, actuando a través de su filial Celta S.A. y su coligada GasAtacama Generación S.A., es un operador importante del SING, con un 26,8 % del total de la capacidad instalada y 34,5 % en términos de ventas de energía durante el año 2004. Otros operadores importantes en este mercado son Electroandina S.A., Norgener S.A. y Edelnor S.A.

Colombia

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

Bajo la Ley Eléctrica Colombiana, la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (CREG), está facultada para: i) establecer las condiciones para una gradual desregulación del mercado; ii) aprobar cargos por el uso de las redes de transmisión; iii) establecer la metodología de cálculo y promulgación de tarifas máximas para clientes regulados; iv) establecer las regulaciones para la planificación y coordinación del sistema interconectado colombiano; v) establecer los requerimientos técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro; y vi) proteger el derecho de los consumidores.

El sector de generación está organizado bajo un modelo de competencia, donde los generadores venden su producción en una Bolsa de Energía a precios spot o mediante contratos libremente negociados con otros partícipes de la Bolsa y con clientes no regulados. La compra y venta de electricidad puede realizarse entre generadores, distribuidores, comercializadores y clientes no regulados. No existen restricciones de entrada al mercado, en tanto se cumpla con las regulaciones.

Durante el año 2004, la CREG publicó la resolución CREG 055 de 2004 con el fin de someter a comentarios de los agentes, la segunda versión del Sistema Electrónico de Contratos (SEC) que busca modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano. Se estima que el SEC estaría funcionando durante el primer semestre del año 2005.

Por otro lado, los generadores reciben un cargo por capacidad que no depende del despacho real, sino de la generación estimada para cada central en condiciones hidrológicas críticas y que está vigente hasta el 30 de noviembre del año 2006. Durante el año 2004 la CREG emitió una propuesta de resolución para reemplazar

este cargo, el cual se denominaría cargo por confiabilidad y estaría compuesto por un cargo por energía firme más un cargo por potencia firme. La CREG recibió comentarios de los agentes y se espera una nueva versión durante el primer semestre del año 2005.

Diariamente, el Centro Nacional de Despacho (CND), recibe ofertas de precios de los generadores que participan en la Bolsa. Estas ofertas indican los precios diarios a los que cada generador está dispuesto a suministrar energía y la cantidad disponible. A partir de éstas, 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 sobre-costos 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), realiza 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.

La actividad de comercialización o trading 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.

Desde el año 2003, se encuentran operativas las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo con Ecuador, mediante los enlaces Jamondino y Panamericana. Durante el año 2004, los intercambios de energía con Ecuador fueron de 1.681 GWh de energía exportada y 35 GWh de energía importada.

La capacidad instalada a diciembre de 2004 era de 13.382 MW, de los cuales el 64 % corresponden a capacidad hidroeléctrica y el resto a capacidad termoeléctrica y cogeneradoras. La demanda máxima en el año 2004 fue de 8.332 MW y la demanda total alcanzó

47.020 GWh. El consumo en este período creció un 2,7 % respecto al año anterior.

Endesa Chile, a través de sus filiales Central Hidroeléctrica de Betania S.A. y Emgesa, tuvo una cuota de mercado de 19 % en términos de capacidad instalada, y 23 % en términos de ventas de energía durante el año 2004. Otros operadores importantes en este mercado son AES y Unión Fenosa.

Perú

El marco regulativo de la industria eléctrica peruana es similar al chileno, que sirvió de base para su construcción. En Perú, el Ministerio de Energía y Minas define las políticas para el sector eléctrico, preparando proyecciones para la instalación de nueva capacidad de generación.

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Ex - Secretaría Ejecutiva de la Comisión de Tarifas de Energía) es el órgano ejecutivo del OSINERG (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía), responsable de proponer al Consejo Directivo de esta entidad las tarifas de energía eléctrica y las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por red de ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y las normas aplicables del subsector Hidrocarburos.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), coordina y opera el sistema eléctrico en una forma muy similar a como el CDEC lo realiza en Chile. Una diferencia relevante entre el sistema de precios de Chile y de Perú, es que en este último los clientes no regulados son aquellos que tienen capacidad superiores a los 1.000 kW.

Otra diferencia con el sistema chileno es el pago por potencia, el cual se rige por lo definido en el Decreto N° 004-99-EM (20/03/99) y que establece una remuneración dependiente del despacho (que llegará al 30 % de los pagos por potencia en 2005) y otra garantizada (que llegará a un 70 % en 2005).

Durante el año 2004 se presentaron algunas modificaciones regulativas, entre las que cabe destacar: un Decreto de Urgencia tendiente a resolver la problemática de empresas distribuidoras que quedaron sin contratos de abastecimiento, obligando a las empresas generadoras a vender a precio regulado; el Decreto Supremo N° 045-2004-EM, en donde se aprueba el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), similar a la reglamentación entre Colombia y Ecuador; el Reglamento de la Ley de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, que entre otras cosas, facilita la posibilidad de reinyección de gas en reservorios diferentes a los campos de extracción, y también la posibilidad de procesamiento de dicho gas para su posterior comercialización; y la ley 28477 que modifica algunos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas. Según esta última ley, el horizonte de cálculo de la tarifa de generación eléctrica se modifica de cuatro a tres años (último año histórico y dos futuros) y dicho cálculo pasa de ser semestral a anual. Se espera que estas modificaciones eliminen incertidumbres en la proyección de la oferta y demanda, con el fin de incentivar la construcción de nuevas centrales eléctricas y estabilizar los precios regulados.

Desde un punto de vista físico, 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 2004 era de 4.409 MW, de los cuales el 60 % corresponde a capacidad hidroeléctrica. La demanda máxima en el año 2004 fue de 3.131 MW. En el año 2004 la generación bruta alcanzó a 21.903 GWh, con un crecimiento de 5,9 % respecto al año anterior.

Endesa Chile, a través de su filial Edegel S.A.A., tuvo durante el año 2004 una participación de mercado del 22 % en términos de capacidad instalada y del 23 % en términos de ventas de energía. Otros operadores importantes en este mercado son Electroperú, Egenor, Enersur, Eepsa y Etevensa.

FACTORES DE RIESGO

Endesa Chile es una empresa de generación eléctrica que presta un servicio de primera necesidad y está sujeta a regulaciones y controles en los distintos aspectos de su actividad.

Ley Eléctrica

La Ley Eléctrica en Chile data del año 1982 y determina los procedimientos de la fijación tarifaria para los clientes regulados, además de establecer mecanismos de regulación del sector. En mayo de 1999 dicha ley fue modificada. Los cambios en el marco legal del sector, en lo fundamental, dicen relación con el pago de compensaciones en caso de racionamiento frente a eventos hidrológicos desfavorables, y mayores montos de las multas que puede aplicar la Superintendencia de Electricidad y Combustibles a las empresas. Ambas variables han afectado las condiciones de contratación de las empresas sujetas a regulación de tarifas. Asimismo, a mediados del año 2002, el poder ejecutivo de Chile despachó al Congreso un proyecto de reforma del marco regulatorio del sector eléctrico en Chile, denominado "Ley Corta". Dicha ley fue aprobada por el parlamento chileno el 23 de enero de 2004. Dentro de los objetivos fundamentales de la ley, se cuenta una nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad, regulación de un sistema de peajes de distribución, modificación a la regulación de ingresos por concepto de capacidad y formalización de un mercado de servicios complementarios.

En cuanto a los demás países en los que opera la compañía, en Argentina existe una ley eléctrica que data de 1992, en Perú desde 1993, en Colombia desde 1994, y en Brasil desde 1995. Todas las legislaciones regulan el sector eléctrico de cada país e imponen normas de cumplimiento obligado. 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.

Derechos de Agua

Endesa Chile posee derechos de agua, concedidos por la Dirección General de Aguas de Chile, para la explotación del agua de los ríos y lagos cercanos a las centrales productivas de la compañía, con la finalidad de generación eléctrica. Bajo la ley vigente, estos derechos de agua constituyen derechos de propiedad absolutos y de duración ilimitada. Actualmente el Congreso Chileno está considerando una propuesta para revisar las leyes gobernantes de los derechos de agua. Bajo la propuesta, Endesa Chile tendría que pagar un derecho por cada año que no utiliza una fuente de agua para la cual posee los derechos de uso. En el mismo proyecto, se señala adicionalmente, que el nuevo régimen de pago de patentes para los derechos no consumtivos en materia hidroeléctrica situados en la zona austral del país, entrará en vigencia a contar del séptimo año de publicada la ley que modifica el Código de Aguas, por lo que sólo a contar de esa fecha serían exigibles los pagos de patente con respecto a dichos derechos, sin perjuicio del mecanismo de devolución de dichos pagos para el evento que los proyectos entren en operación comercial dentro de determinados plazos.

Factores Medioambientales

El sector está sujeto a extensas regulaciones medioambientales que obligan a realizar estudios de impacto ambiental de los futuros proyectos para su aprobación, como también de las plantas que están en operación para minimizar los efectos de contaminación.

Cabe señalar que Endesa Chile y sus filiales han ajustado en sus proyectos y operaciones a la regulación medioambiental de las distintas jurisdicciones en que participan, cumpliendo con su normativa. Asimismo, al 31 de diciembre de 2004, el 86,4 % de la potencia instalada de Endesa Chile y filiales en Latinoamérica estaba certificada bajo la norma internacional ISO 14.001, habiéndose certificado diecisésis centrales en el año 2004.

Hidrología

Una parte sustancial de las operaciones de la compañía corresponde a generación hidráulica, lo que significa que la empresa tiene cierta dependencia de las condiciones pluviométricas en las zonas y países donde opera. Con el propósito de disminuir el riesgo relacionado con situaciones de sequía extrema, la compañía ha estado readecuando su política comercial, considerando compromisos de venta acordes con la capacidad de energía firme de sus centrales generadoras en un año seco, y privilegiando a sus mejores contratos y clientes.

Covenants financieros y variaciones de tipos de cambio

Endesa Chile tiene deuda sujeta a covenants financieros y otras restricciones contractuales. Asimismo, eventuales variaciones en los tipos de cambio podrían afectar negativamente los resultados operacionales de la compañía.

Intervención de autoridades estatales en economías latinoamericanas

Se ha visto que las autoridades estatales de los países latinoamericanos a menudo cambian las políticas monetarias, crediticias y tarifarias, entre otras, con el objetivo de influir en el rumbo de la economía. Cualquier accionar estatal orientado a controlar la inflación y a influir en otras políticas, a menudo conlleva controles salariales, tarifarios y de precios además de otras medidas impuestas. Los cambios realizados en las políticas de estas autoridades estatales con respecto a tarifas, controles cambiarios, reglamentos e imposiciones pueden tener un efecto adverso en la actividad comercial y el resultado operacional de Endesa Chile, al igual que la inflación, devaluación, inestabilidad social y otros desarrollos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la reacción del gobierno frente a dichas circunstancias.

Entorno económico en Latinoamérica

Todas las operaciones de Endesa Chile se sitúan en Latinoamérica. En la actualidad, aproximadamente el 41 % de su resultado operacional consolidado proviene de Chile, y el 59 % restante, fuera del país. Por consiguiente, sus resultados son muy sensibles al desempeño de la economía latinoamericana en su totalidad. El entorno macroeconómico en la región ha sido favorable para Endesa Chile en el año 2004, con tasas de variación del producto positivas y crecientes en todos los países en que opera.

Déficit de gas natural en Argentina

El reciente déficit de gas natural en Argentina podría tener un impacto negativo en algunas de nuestras centrales generadoras en Chile y en Argentina, en particular aquellas que utilizan el gas natural del país trasandino.

En Argentina, producto de este déficit, el precio local del gas natural ha sufrido un aumento, lo que podría ocasionar una reducción en nuestros márgenes de explotación si no somos capaces de pasar dichos costos mayores a nuestros clientes.

Actualmente, Endesa Chile, una filial y una compañía coligada dependen del gas natural para su generación termoeléctrica y son partes de contratos de compra mínima obligada con proveedores argentinos. El 26 de marzo del 2004, el estado argentino emitió una resolución que permite la suspensión parcial de las exportaciones del combustible. Por otra parte, dicha resolución concede al presidente de la República de Argentina, la autoridad para suspender en forma temporal los contratos de suministro a largo plazo con los exportadores argentinos. En el caso de sufrir interrupciones continuas en el suministro del gas natural desde Argentina, posiblemente se debería sustituir el gas natural por combustibles más costosos tales como el carbón y/o el diesel, con el fin de mantener nuestro actual nivel de generación, lo que se traduciría en mayores costos de generación y menores márgenes de explotación.



Central Costanera, Argentina



OPERACIONES EN ARGENTINA

CENTRALES GENERADORAS

Las centrales generadoras de las empresas filiales de Endesa Chile en Argentina y la potencia instalada correspondiente a cada una de ellas se indica a continuación:

	CAPACIDAD INSTALADA (MW) (1)	
	2003	2004
Costanera		
Costanera (Turbo Vapor)	1.131,0	1.131,0
Costanera (Ciclo Combinado)	851,0	852,0
CBA (Ciclo Combinado)	320,0	320,0
Total	2.302,0	2.303,0
El Chocón		
El Chocón (Hidroeléctrica)	1.200,0	1.200,0
Arroyito (Hidroeléctrica)	120,0	120,0
Total	1.320,0	1.320,0
Total Argentina	3.622,0	3.623,0

(1) Corresponde a la potencia instalada informada por el Cammesa.

GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA

Generación de Energía Eléctrica (GWh) (1)	2003	2004
Costanera	3.958	7.859
El Chocón	4.039	3.431
Total Generación en Argentina	7.997	11.290
Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2003	2004
Costanera	4.583	7.973
El Chocón	4.676	3.631
Total Ventas en Argentina	9.259	11.604

(1) Corresponde a la generación total, descontando los consumos propios.

ACTIVIDADES Y PROYECTOS

Central Costanera S.A.

Durante el año 2004, la demanda del sistema eléctrico argentino continuó con un importante ritmo de crecimiento, alcanzando un 6,7 %, lo que determinó una mayor utilización del parque térmico del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Como consecuencia del aumento de la demanda energética y reducción de la oferta hidráulica en Argentina, Central Costanera produjo durante el año 7.859 GWh netos, un 98 % más que el año anterior, siendo su consumo de gas natural de 1.474 millones de m³, un 92 % superior al del año 2003. Para satisfacer este importante incremento de su despacho, Central Costanera consumió adicionalmente 256.921 toneladas de fuel oil y 15.899 m³ de gasoil, cifras que representan un aumento del 489 % y 119 %, respectivamente en relación al año 2003.

Cabe mencionar que en lo que respecta al fuel oil, en virtud de las inusuales cantidades previstas a utilizar durante el año 2004, las autoridades decidieron importar dicho combustible de la República de Venezuela, en el marco del convenio Integral de Cooperación suscrito entre ambos estados.

Del total del fuel oil consumido por Central Costanera S.A., el 60 % fue suministrado por Cammesa bajo los términos del convenio citado precedentemente, y como una forma de colaborar en esta emergencia de modo de evitar una grave falla de abastecimiento de energía, la que de otra forma se habría producido en el sistema eléctrico argentino.

Por otra parte, durante el 2004 continuó una elevada hidraulicidad en la zona sur-este de Brasil, lo que provocó que no

se registrara requerimiento del contrato de exportación de energía desde Argentina a Brasil durante todo el año. Es de destacar que, desde el comienzo de la exportación, Central Costanera S.A. se ha constituido en el principal respaldo para dichos contratos, con un total de 750 MW comprometidos en la Primera Interconexión Internacional y 212 MW en la segunda. Cabe señalar que, aún cuando no ha habido convocatoria de exportación de energía, Central Costanera S.A. ha recibido los pagos por potencia desde ese mercado.

En el aspecto operacional cabe destacar que el 26 de noviembre de 2004 Central Costanera SA. alcanzó su récord de generación diaria histórica, llegando la generación bruta a 39.823 MWh, lo que da una potencia promedio de 1.659 MW. Dicho valor fue obtenido por el despacho de ambos ciclos combinados y cuatro unidades turbo vapor simultáneamente, todas ellas utilizando gas natural como combustible.

Adicionalmente, merece citarse que durante el año 2004 se celebró con la empresa Siemens Westinghouse Power Corporation de Orlando, FL, USA, un contrato de mantenimiento de largo plazo denominado "Contrato de Largo Plazo de Suministro de Piezas y Prestación de Servicios", el cual incluye los mantenimientos programados de turbina y auxiliares y el generador del Ciclo Combinado I, conformado por una turbina Siemens 94.3 de 220 MW, y una turbina de vapor BTH de 105 MW, rehabilitada. Este contrato podrá ser ampliado en el futuro al sistema de control de la unidad.

En el aspecto financiero, merece citarse que en el mes de septiembre de 2004, la sociedad concluyó exitosamente la renegociación del préstamo sindicado por U\$S 47,7 millones, contemplándose en la misma, entre otros aspectos, la extensión del cronograma de amortización de capital a junio de 2006.

Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Durante el año 2004, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica alcanzó el 6,7 %, producto principalmente, del aumento de la actividad económica; sin embargo, dadas las pobres condiciones hidrológicas, El Chocón generó un 15 % menos de energía que en el año 2003.

En el ámbito operacional, durante el año 2004 la disponibilidad acumulada en el año del complejo El Chocón y Arroyito fue del 95,7 %, habiéndose cumplido en su totalidad los mantenimientos mayores realizados durante el año sobre las Unidades N° 1 y 6 de la central El Chocón y N° 1 de la Central Arroyito.

Adicionalmente, cabe destacar el Premio a la Excelencia Operativa entregado por Endesa Chile a la Central Hidroeléctrica El Chocón por su desempeño en el año 2003. Esta distinción fue otorgada a la mejor gestión de central hidroeléctrica del grupo en América Latina durante dicho período, siendo éste el segundo año consecutivo que la sociedad obtiene este premio por una de sus plantas.

En materia regulatoria, la autoridad mantuvo la intervención del mercado de formación de precios spot mediante la vigencia de la Resolución S.E. 240/03. De acuerdo a lo estipulado en la misma, las diferencias en cada período spot entre el precio spot sancionado transferido a cada barra de generación y el valor del agua utilizado para el despacho en centrales con capacidad de embalse no es recuperado, por lo que la sociedad ha visto disminuidos sus ingresos por venta de energía en el mercado spot. Cabe aclarar que el precio máximo de valorización del agua, que resulta muy inferior al de producción con combustibles líquidos, provoca que en épocas invernales el faltante de generación con gas sea reemplazado con un excesivo uso del recurso hidráulico, sin que el concesionario pueda evitarlo.

Al 31 de diciembre de 2004, el embalse que posee El Chocón se encuentra con un 79 % de reservas energéticas respecto de su capacidad a cota máxima. Por tanto, frente a un año de pronóstico pobre en términos de aportes, la estrategia de comercialización se centró en recuperar cota del embalse, dando prioridad en asegurar el cumplimiento de los compromisos de aportes de agua al Río Limay, definidos por la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC).

En cuanto al proyecto de ampliación de la capacidad de transmisión de las estaciones de Choel Choel y Olavarría, en el transcurso del año se avanzó con la concreción de la obra que permitirá, a partir del inicio del año próximo, incrementar la capacidad de transporte en 300 MW, lo que redundará en un mayor acceso al mercado por parte de la compañía.

Durante el período bajo consideración se trabajó en el seno del grupo Generadores de Energía Eléctrica del Área Comahue (GEEAC) para la construcción de la 5º línea Comahue-Cuyo, con aportes Salex del Corredor Comahue-Buenos Aires y Centro-Cuyo. De proceder a su realización, implicaría inicialmente una mayor transmisión del Comahue del orden de los 400 MW.

En el ámbito financiero, Hidroeléctrica El Chocón S.A. priorizó la optimización en el manejo de los recursos financieros que requiere la operación de la central y la renegociación de la deuda de la compañía. En mayo de 2004, en la Asamblea Especial Extraordinaria de Obligacionistas se aprobó la reestructuración de las Obligaciones Negociables por US\$ 120 millones, contemplando la misma, entre otros aspectos, la extensión del plazo del vencimiento del pago del capital a mayo de 2007.

Adicionalmente, cabe mencionar que en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas del 2 de agosto de 2004 se aprobó la reducción del capital social por la suma de 31 millones de pesos argentinos.



Central Cachoeira Dourada, Brasil



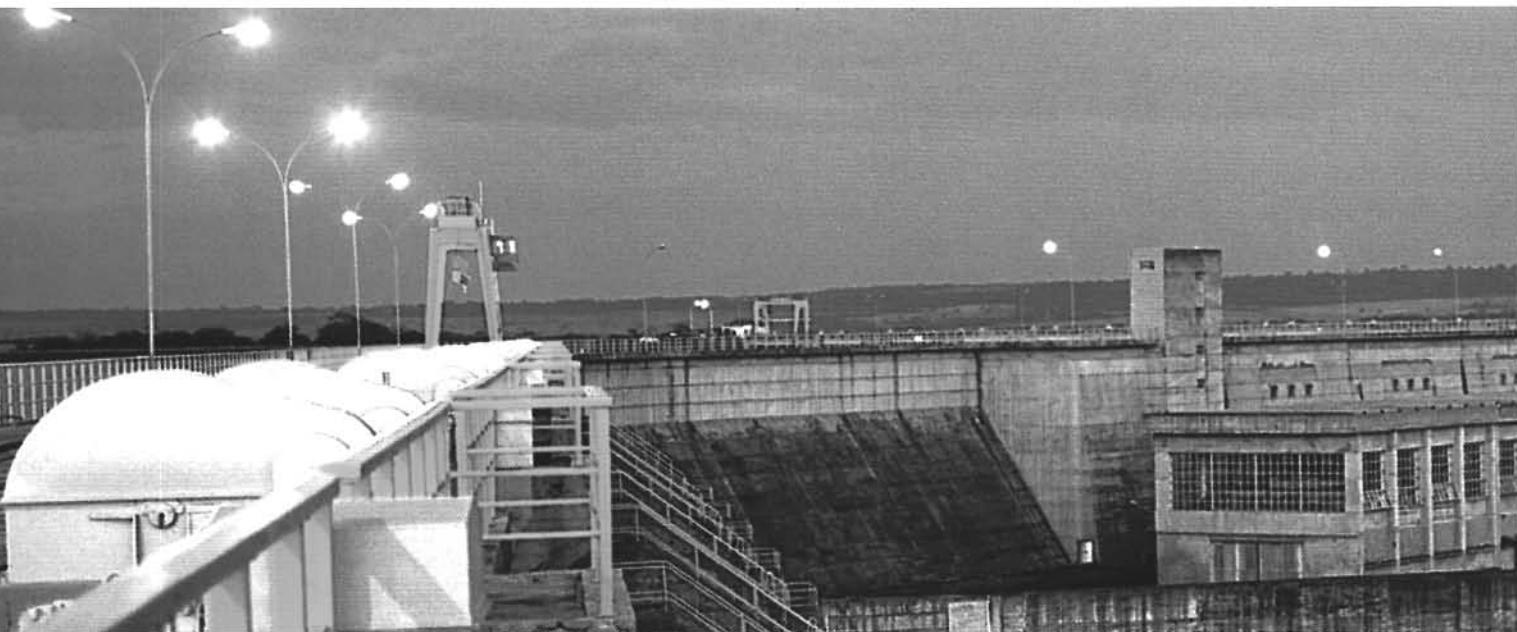
OPERACIONES EN BRASIL

CENTRALES GENERADORAS

	2003	2004
Capacidad Instalada (MW)		
Cachoeira Dourada (Hidroeléctrica)	658	658
Total Potencia en Brasil	658	658

GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA

	2003	2004
Generación de Energía Eléctrica (GWh)		
Cachoeira Dourada	3.024	3.262
Total Generación en Brasil	3.024	3.262
Ventas de Energía Eléctrica (GWh)		
Cachoeira Dourada	3.770	3.902
Total Ventas en Brasil	3.770	3.902



ACTIVIDADES Y PROYECTOS

Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

Endesa Chile participa en el mercado de generación eléctrica en Brasil a través de su filial Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A., la cual opera una central hidroeléctrica de pasada de 658 MW en el Estado de Goiás, al sur de Brasilia.

En 16 de Julio de 2004, Cachoeira Dourada consiguió la licencia de operación del Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables. El deber de licenciamiento para esos proyectos sólo surgió en la década del 80, por lo que la unidad localizada en el Estado de Goiás aún no estaba regularizada. En el año 1997 se solicitó dicho pedido al órgano ambiental, elaborando los estudios ambientales necesarios para la adecuación a la legislación ambiental. El paso siguiente será certificar la central bajo la norma internacional ISO 14.001.

En 2004 Cachoeira Dourada canceló toda su deuda ante los agentes del MAE, que sumaba más de R\$ 44 millones a julio de 2003 y que involucraba 60 empresas del mercado.

El mes de agosto de 2004 ha sido marcado por el logro y la formalización del acuerdo entre Cachoeira Dourada y Celg con respecto al tema jurídico y financiero involucrando las dos empresas bajo el contrato de suministro de energía. En septiembre de 2004 hubo homologación por la ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica) de la nueva tarifa de energía del suministro en R\$ 79,50/ MWh; en octubre de 2004 Celg efectuó el pago de R\$ 20 millones, reduciendo su deuda junto a Cachoeira Dourada; a fines de 2004, Cachoeira Dourada y Celg formalizaron el acuerdo de traspaso de los valores recaudados mensualmente por Celg en concepto de RTE y que, conforme al regulador ANEEL, deben ser utilizados para la reducción de su deuda del pasado ante Cachoeira Dourada en un plazo de 3 años. Conforme al acuerdo, los días 10 de cada mes, empezando en enero de 2005, Celg deberá traspasar a CDSA los valores de RTE recaudados en el mes anterior, a fin de saldar su deuda pendiente del pasado.



Central Cachoeira Dourada, Brasil

CIEN (sociedad coligada)

La compañía relacionada Cien, en la cual Endesa Chile participa con un 45 % y Endesa España con un 55 % permite la integración energética del Mercosur y posibilita la exportación e importación de electricidad entre Argentina y Brasil en cualquier dirección del flujo de energía. Para dicho efecto, cuenta con 2 líneas de transmisión de 500 KV cada una, que cubren la distancia entre aproximadamente 500 Kms., y una capacidad total de 2.200 MW, desde Rincón en Argentina hasta Itá en el Estado de Santa Catarina en Brasil.

Cien, que también opera como comercializadora ofreciendo una atención personalizada, tiene la autorización de la entidad reguladora Brasileña ANEEL para operar durante 20 años en ese país, y a través de sus subsidiarias CTM y TESA a operar la parte Argentina.

CIEN por si misma y a través de la comercializadora Argentina CEMSA, en la cual Endesa Chile y Endesa España participan con un 45 % y 55 %, respectivamente al igual que en CIEN, durante el año 2004 mantuvieron contratos de compra de energía y potencia con Central Costanera S.A. por un total de 962 MW, y el resto de las compras fue con terceros. Asimismo, CIEN tiene contratos de venta de energía y potencia con distribuidoras brasileñas.

Cabe indicar, que durante el año 2004 Brasil no demandó energía desde Argentina a través de la línea de interconexión CIEN; sin embargo, la potencia contratada fue remunerada de acuerdo a los términos contractuales. Asimismo, durante ese mismo año se utilizó la línea para envíos de energía hacia Argentina desde Brasil, obteniendo ciertos retornos por el uso de las líneas.

La línea I de CIEN tiene contratos con Tractebel por 300 MW y con Furnas por 700 MW. La línea II, en tanto, tiene acuerdos con Copel por 400 MW, con Cerj por 284 MW y con Samarco por 25 MW.



Central Ralco, Chile



OPERACIONES EN CHILE

Endesa Chile y sus filiales en Chile cuentan con un parque generador compuesto por veinte centrales distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC) y dos centrales en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

CENTRALES GENERADORAS DE ENDESA CHILE Y FILIALES

Central	Compañía	Tecnología	Capacidad instalada (MW) (1)	
			2003	2004
Los Molles	Endesa Chile	Hidráulica	18,0	18,0
Rapel	Endesa Chile	Hidráulica	377,0	377,0
Sauzal	Endesa Chile	Hidráulica	78,0	76,8
Sauzalito	Endesa Chile	Hidráulica	12,0	12,0
Cipreses	Endesa Chile	Hidráulica	106,0	106,0
Isla	Endesa Chile	Hidráulica	68,0	68,0
Abanico	Endesa Chile	Hidráulica	136,0	136,0
El Toro	Endesa Chile	Hidráulica	450,0	450,0
Antuco	Endesa Chile	Hidráulica	320,0	320,0
Ralco (2)	Endesa Chile	Hidráulica	0,0	690,0
Tal Tal	Endesa Chile	Fuel/Gas	243,0	244,9
Diego de Almagro	Endesa Chile	Fuel/Gas	23,8	46,8
Huasco tg	Endesa Chile	Fuel/Gas	64,2	64,2
Huasco Vapor	Endesa Chile	Carbón	16,0	16,0
Bocamina	Endesa Chile	Carbón	128,0	128,0
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	566,0	566,0
Curillínque	Pehuenche	Hidráulica	89,0	89,0
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40,0	40,0
Pangue	Pangue	Hidráulica	467,0	467,0
Tarapacá tg	Celta	Fuel/Gas	23,8	24,0
Tarapacá carbón	Celta	Carbón	158,0	158,0
San Isidro	San Isidro	Fuel/Gas	379,0	379,0
TOTAL			3.762,8	4.476,7

(1) Las cifras de capacidad instalada reflejan la potencia eléctrica máxima resultante de las características técnicas de cada unidad generadora al cierre del ejercicio.

(2) En 2004 entró en operación la central Ralco, con una potencia máxima de 690 MW. Asimismo, en 2004 se incluye en la capacidad instalada de la central Diego de Almagro, la turbina de 23 MW alquilada a Codelco pero operada y explotada por Endesa Chile.

La capacidad generadora de Endesa Chile y sus filiales en Chile representa un 52 % de la potencia total instalada en el SIC y un 5 % en el SING (En caso de incluir la coligada GasAtacama Generación Limitada, la potencia instalada en el SING alcanza al 27 %).

CONTRATOS Y CLIENTES

La empresa está orientada a satisfacer los requerimientos de suministro de energía eléctrica de clientes regulados y no regulados del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). En dichos sistemas, el mercado eléctrico ha experimentado crecimientos anuales que han llegado en los últimos seis años a tasas promedios anuales de 6,2 % y 9,4 %, respectivamente.

Respecto de nuevos suministros a clientes, durante el año 2004, Endesa Chile se adjudicó para suministrar a Occidental Chemical (180 GWh/año) hasta el 31 de diciembre de 2007 y a Emelat (600 GWh/año) hasta el 31 de diciembre de 2005. Con esta última empresa distribuidora también se suscribieron contratos para dar suministro a tres clientes libres por una potencia total de 30 MW.

En cuanto a contratos con filiales, durante el año 2004 Endesa Chile suscribió un contrato de compra de energía con su filial Compañía Eléctrica San Isidro (2.050 GWh/año) y continuó comprando energía a sus filiales Empresa Eléctrica Pangue (1.200 GWh/año) y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (1.945 GWh/año) mediante contratos de suministro, cuyos montos se ajustan a sus respectivas políticas comerciales con el objetivo que mantengan una cartera equilibrada de ventas.

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y empresas filiales a sus clientes del SIC alcanzaron 17.454 GWh en el año 2004, reduciéndose en 1,5 % respecto al año 2003. Este volumen representa un 50 % de participación en las ventas totales del SIC. Las ventas a

clientes regulados representaron el 59,5 %, las ventas a clientes no regulados constituyeron el 22,2 % y el 18,3 % restante correspondió a ventas en el mercado spot.

Asimismo, las ventas de energía eléctrica de la filial Celta a sus clientes del SING alcanzaron 1.008 GWh en el año 2004, representando un 9 % de participación en las ventas totales del SING.

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

Capacidad Instalada (MW)(1)	2003	2004
Endesa Chile(2)	2.040,0	2.753,7
Pehuenche S.A.	695,0	695,0
Pangue S.A.	467,0	467,0
San Isidro S.A.	379,0	379,0
Celta S.A.	181,8	182,0
Total	3.762,8	4.476,7
Generación de Energía Eléctrica (GWh)	2003	2004
Endesa Chile	8.466	8.633
Pehuenche S.A.	3.679	3.464
Pangue S.A.	1.681	1.671
San Isidro S.A.	2.264	2.622
Celta S.A.	434	407
Total	16.524	16.797
Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2003	2004
Ventas a Clientes Finales:		
Endesa Chile	12.913	13.368
Pehuenche S.A.	176	168
Pangue S.A.	1.012	-
San Isidro S.A.	699	726
Celta S.A.	961	1.008
Ventas de Endesa Chile y Filiales a los CDEC	2.920	3.192
Total Ventas Consolidadas de Endesa Chile	18.681	18.462

(1) Las cifras de capacidad instalada reflejan la potencia eléctrica máxima resultante de las características técnicas de cada unidad generadora al cierre del ejercicio.

(2) En 2004 entró en operación la central Ralco, con una potencia máxima de 690 MW. Asimismo, en 2004 se incluye en la capacidad instalada de la central Diego de Almagro, la turbina de 23 MW alquilada a Codelco.

ACTIVIDADES Y PROYECTOS ELÉCTRICOS

Las principales actividades y proyectos desarrollados durante el año 2004 se indican a continuación:

Central Ralco

Ralco es una central hidroeléctrica de embalse, ubicada en el río Biobío 600 km al sur de la ciudad de Santiago, con aducción en túnel y casa de máquinas subterránea, con una capacidad instalada de 690 MW. Es la central hidroeléctrica más importante en Chile, representando el 8,3 % de la potencia instalada del Sistema Interconectado Central (SIC) y la tercera central hidroeléctrica más grande de Endesa Chile en Latinoamérica.

Cuenta con dos grupos generadores compuestos por sendas turbinas tipo Francis de eje vertical de fabricación Alstom-Francia y generadores sincrónicos fabricados por Alstom en Canadá y Brasil. Cada grupo turbo-generador tiene asociado un transformador trifásico de potencia 420 MVA y relación de transformación 13,8/ 230 kV.

El embalse de la central Ralco tiene un volumen total de 1.200 millones de metros cúbicos y cubre una superficie de 3.467 hectáreas. Se forma mediante una presa gravitacional de hormigón compactado con rodillo, de 155 m de altura y 360 m de longitud en su coronamiento, que consideró la colocación de 1,6 millones de metros cúbicos. Posee un vertedero de evacuación de crecidas, controlado con 3 compuertas de sector, con capacidad máxima de vertimiento de 6.550 m³/s, para el cual se consideraron 40.000 m³ de hormigón.

Las aguas del embalse son conducidas a la casa de máquinas mediante un túnel de 7,2 km de largo y 9,2 m de diámetro. Allí donde se alojan los equipos de generación, está completamente excavada en roca y tiene 110 m de largo, 26 m de ancho y una altura máxima de 48 m.

La central Ralco, con una altura de caída neta de 175 metros, un caudal turbinable de 452 metros cúbicos por segundo y un factor de carga medio del 52 %, equivalente a 4.560 hrs anuales, permitirá

una generación media anual de 3.150 GWh, que es equivalente al 8,6 % de la generación de Chile para el año 2004. Si bien es cierto que la potencia de diseño se consideró originalmente en 570 MW, posteriormente, debido a la eficiencia lograda en la construcción de la obra hidráulica y teniendo en cuenta los niveles de sobre apertura de álabes obtenidos en septiembre de 2004 se presentó ante la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Conama) una Declaración de Impacto Ambiental, solicitando autorización para operar la central con una potencia de hasta 690 MW, la que fue aprobada el día 6 de diciembre de 2004.

La dirección del proyecto, los diseños de ingeniería, la inspección técnica de obras y equipos y la gestión ambiental fueron desarrollados íntegramente por la empresa de ingeniería Ingendesa, filial de Endesa Chile y miembro del grupo. Especial mención merece el desarrollo de técnicas y procedimientos especiales para la construcción de la presa, la tercera más alta del mundo en su tipo, como también es destacable la enorme cantidad de problemas geológicos que hubo que sortear durante la excavación del túnel de aducción.

Para construir la central fue necesario desarrollar una serie de medidas de mitigación y compensación ambiental, elaborar y ejecutar un plan de relocalización de una población indígena de alrededor de 400 personas e implementar un plan de desarrollo de largo plazo para la comunidad local, convirtiendo a Ralco en un proyecto pionero en Chile en esta materia, todo lo cual también fue gestionado por Ingendesa.

Antecedentes e hitos de la construcción de la central

- En abril de 1987 Endesa Chile obtiene los derechos de aprovechamiento de aguas sobre el río Biobío y años después, en 1994, toma la decisión de construir la central. A fines del mismo año se decide someter voluntariamente el proyecto Ralco al Sistema de Evaluación Ambiental, conforme a la ley 19.300 que se había dictado ese mismo año.
- En 1995 se inicia el estudio de impacto ambiental, que se presenta a la autoridad en marzo de 1996.



- En mayo de 1997, con autorización especial de la Conama, se inicia la construcción de la primera obra de la central, que consiste en el mejoramiento del camino público de acceso a la zona de las obras.
- En junio de 1997 la Conama emite la resolución ambiental N° 10/97, que califica favorablemente el proyecto Ralco, sin embargo Endesa Chile presenta un recurso de reclamación al Consejo Directivo de Conama por contener algunas exigencias muy altas. Luego, en septiembre de 1997 la Conama emite la Resolución de Calificación Ambiental favorable definitiva (Nº23/97).
- En febrero de 1998 se inicia la construcción de los caminos internos del proyecto y, en marzo del mismo año, se llama a licitación internacional para la adquisición de los equipos y la construcción de las obras civiles principales.
- El 5 de agosto de 1998 se detienen transitoriamente las obras en ejecución, en atención a un llamado formulado por el Intendente de la VIII Región, con el objetivo de no entorpecer la constitución de una mesa de diálogo entre Endesa Chile, el Gobierno y las comunidades afectadas por el proyecto. Los trabajos se reanudan el 23 de enero de 1999, después de cinco meses y medio de completa paralización.
- En febrero de 1999 se adjudica el contrato de suministro de equipos a Alstom-Francia y, en mayo del mismo año se da inicio a la construcción del túnel de aducción y la caverna de máquinas a través de un consorcio formado por las empresas Necso de España y C&M de Perú.
- En junio de 1999 se inicia el proceso de traslado de familias pehuenchas a Ayin Mapu, uno de los dos lugares de relocalización de comuneros indígenas.
- El 8 de septiembre de 1999, el 6º juzgado de Santiago decreta suspender los efectos de la aprobación ambiental respecto de la construcción de obras mayores del proyecto y del plan de relocalización. El día 10 del mismo mes y por orden del mismo juzgado, se suspenden las faenas y el plan de relocalización y se reanudan el 5 de octubre, luego que la Corte de Apelaciones de Santiago acogiera la solicitud de Endesa Chile de poner término a la medida precautoria dictada por el 6º juzgado.
- El 1 de marzo de 2000, por acuerdo de directorio y en una actitud de prudencia empresarial, al no contar aún con la concesión eléctrica definitiva se optó por la paralización de las obras. El 3 de marzo de 2000 se emiten los Decretos N°31 y N°32 del Ministerio de Economía entregando la concesión eléctrica para la construcción de la central y la autorización para la línea eléctrica de alimentación de faenas. Las obras se reanudan el 1 de abril de 2000.



- En julio del año 2000 se adjudica al consorcio Febrag, formado por las empresas chilenas Fe Grande y Brotec, el contrato por la construcción de la presa.
- El 18 de marzo de 2004 se logra el rompimiento del túnel de aducción (encuentro de ambos frentes de trabajo), concluyéndose las excavaciones y despejando definitivamente las incógnitas e incertidumbres propias de los trabajos subterráneos.
- El 20 de abril de 2004, con 10 días de adelanto con respecto a lo planificado, y producto de una crecida en época de estiaje, se inicia el llenado espontáneo del embalse. El llenado del embalse hasta llegar al nivel mínimo de operación de la central tomó 2 meses y, para llegar hasta al nivel máximo, demoró 2 meses más. Durante todo el llenado se efectuó un control permanente y se mantuvo activado un plan de rescate de fauna.
- El día 15 de agosto de 2004 se completan los trabajos en el túnel de aducción y se inicia su puesta en agua, que termina dos días después, dando inicio a las pruebas con agua de las máquinas de la central.
- El día 24 de agosto de 2004 se realizó la primera sincronización de la Unidad 1 marcando un importante hito en el inicio de su operación. El día 26 de agosto se sincroniza la unidad 2 y más tarde, los días 6 y 22 de septiembre, entran en operación comercial las unidades 1 y 2, respectivamente.
- Finalmente, después de muchos años de arduo trabajo, el 27 de septiembre de 2004 se inaugura la Central Ralco. Participan en la ceremonia autoridades civiles, militares y eclesiásticas, representantes de las comunidades indígenas locales, directivos de Endesa España y de todas las empresas del grupo, ejecutivos de empresas contratistas y otros invitados.

Los desafíos del impacto ambiental

El desafío de la empresa es cumplir con las exigencias legales en materia ambiental, pero a la vez, desarrollar una serie de programas tendientes a compensar las pérdidas ambientales, tanto para especies vegetales como de fauna terrestre y acuática; restaurar los hábitat intervenidos y potenciar que el cambio del entorno producto del embalse pueda traer beneficios importantes.

En lo que a flora y fauna se refiere, se está reforestando con bosque nativo un área igual a la superficie de bosque que quedó inundada (1.400 ha aprox.) y se establecerá una reserva biológica para compensar la pérdida de formaciones vegetales y hábitat para fauna, cuya superficie será superior a la superficie total del embalse que se forma. Por otra parte, conforme a la autorización ambiental, el proyecto está obligado a descargar a pie de presa un caudal ecológico

de 27,1 m³/s, que corresponde al 10 % del caudal medio anual del río Biobío. También se ha aportado al conocimiento científico, ya que se han realizado numerosos estudios y publicaciones de las especies vegetales y de fauna para su mejor manejo y protección, tanto en ese lugar como en otras zonas del país.

Plan de relocalización y compensaciones a las familias afectadas:

Dado que el embalse cubre territorios pertenecientes a comunidades pehuenches, Endesa Chile implementó un programa de relocalización integral para las familias afectadas. En el Alto Biobío existen siete comunidades indígenas de la etnia pehuenché, conformadas aproximadamente por 4.000 habitantes. De ellas, las comunidades Quepuca y Ralco Lepoy, integradas por unas 1.400 personas, son afectadas directa o indirectamente por la central.

Los compromisos en beneficio de las familias pehuenches y sus comunidades, involucran programas y actividades de corto, mediano y largo plazo. En el corto plazo, se cuenta con beneficios para cada familia relocalizada a través de los acuerdos de permuta. En las comunidades Quepuca y Ralco Lepoy hay 93 familias (400 personas) cuyas tierras son ocupadas por las obras o bien fueron inundadas, quienes han sido denominados afectados directos. Otro grupo de aproximadamente de 200 familias de esas comunidades, que no fueron relocalizadas, se han considerado afectadas indirectamente por el proyecto. Ellas también reciben beneficios agrupados bajo un convenio especial.

El objetivo central del Plan de Relocalización es compensar la pérdida de terrenos y bienes de las familias afectadas por la inundación y por las obras del proyecto Ralco. El criterio general para la formulación de este plan es el respeto a la identidad cultural del pueblo pehuenché, potenciar la capacidad productiva de las familias afectadas, mejorar sus condiciones de infraestructura y de acceso a servicios básicos y potenciar su desarrollo futuro, a fin de lograr un efectivo mejoramiento en su calidad de vida.

Especial énfasis tuvo en la definición del plan la consideración de los aspectos culturales propios de las comunidades pehuenches. Se elaboraron estudios específicos antropológicos y etnohistóricos sobre las comunidades, que sirvieron de base para la elaboración de los proyectos culturales incorporados al plan y a sus diversos programas de desarrollo de largo plazo y de asistencia de continuidad productiva. Se trata de una caracterización de los principales componentes de las comunidades y una visión de su situación actual, con una profundización en los aspectos culturales.

El Plan de Relocalización contempla diversas etapas, que van desde la selección de los lugares de relocalización a la aplicación de todos los programas de apoyo y desarrollo contemplados. Su objetivo es lograr que las familias mejoren su nivel de vida, pero que a su vez, permita una recuperación de la memoria cultural de las comunidades a través de diversos mecanismos, como la resemantización de lugares y espacios de pertenencia comunitaria, y la resignificación cultural en los lugares de relocalización. En definitiva, los planes contemplados contribuyen de manera importante, a la reconstrucción de la identidad de las comunidades y sus familias.

A lo anterior, se suma un Plan de Asistencia de Continuidad, a través del cual Endesa Chile prestará asistencia técnica y financiera durante 10 años para ejecutar proyectos de apoyo a las familias relocalizadas en el ámbito productivo (agropecuario, forestal, turístico) y realizará programas de reforzamiento cultural y social desarrollados en conjunto con las familias relocalizadas.

Ley Corta

El 13 de marzo de 2004 entró en vigencia la Ley 19.940, Ley Corta, que modifica el DFL N°1/1982, Ley General de Servicios Eléctricos. La principal modificación incluida en este cuerpo legal se refiere a la forma en que se regula la remuneración y expansión de los servicios de transmisión eléctrica. Es así como bajo esta nueva normativa, los consumidores de energía eléctrica concurren a financiar parte del costo de estos servicios, pagados anteriormente en forma íntegra por los generadores.

Crisis del Suministro de Gas Natural

La operación del año 2004 fue afectada por la crisis del gas argentino que significó una interrupción parcial de las exportaciones hacia Chile durante el invierno, que en su momento de mayor restricción alcanzó a un 51 % de la demanda total de gas natural de Chile a ese país. Esto causó que se redujera la oferta de generación que utiliza este combustible obligando el despacho de unidades de alto costo de generación. Para Endesa Chile la crisis implicó un corte parcial en el suministro de gas de su central Taltal y restricciones menores para la central de ciclo combinado San Isidro de su filial homónima. Esta situación tuvo un impacto menor para la compañía debido a la composición mayoritariamente hidroeléctrica de su parque generador. Endesa Chile ha procurado que ambas instalaciones enfrenten el invierno del 2005 con el equipamiento y permisos ambientales requeridos para generar con petróleo diesel en caso de sufrir restricciones en su suministro de gas.

Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental Central San Isidro II

El 16 de agosto de 2004 la Corema de la V Región entregó la aprobación definitiva al Estudio de Impacto Ambiental para el proyecto denominado Central San Isidro II, unidad generadora de ciclo combinado que operaría con gas natural y que se ubicaría en la comuna de Quillota.

Proyecto de Modernización Unidad 2 central Isla

Durante el año 2004 se realizó la modernización de la unidad 2 de Central Isla, que comprende el cambio del sistema de control, protecciones, regulador de voltaje y regulador de velocidad. Este cambio se realizó debido a la obsolescencia de estos equipos y para facilitar su futuro telemundo.

Proyecto uso de Petróleo Diesel en Unidad 2 de Central Taltal

Durante el año 2004 se realizaron los trabajos para dejar operativa la Unidad 2 de Central Taltal, para su operación con petróleo diesel como combustible alternativo.

Certificación ISO 14.001

En diciembre de 2004, se otorgó la certificación ISO 14.001 del Sistema de Gestión Ambiental a las centrales Sauzal, Sauzalito, Los Molles, Abanico, Antuco y El Toro de Endesa Chile. Además, se renovó la certificación ISO 14.001 del Sistema de Gestión Ambiental de la Central San Isidro perteneciente a la filial San Isidro S.A. De esta forma, se ha logrado la certificación del 81 % del parque generador de Endesa Chile y sus filiales en Chile, concordante con la política de alcanzar tanto la eficiencia energética de sus centrales, como el desarrollo de sus actividades operacionales de manera respetuosa con el medio ambiente.

Certificación OHSAS 18.001

En diciembre de 2004, se otorgó la certificación OHSAS 18.001 del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional a las centrales Pehuenche, Curillínque y Loma Alta, pertenecientes a la filial Pehuenche S.A., y a las centrales Cipreses, Isla y Bocamina de Endesa Chile. De esta forma, Endesa Chile y sus filiales mantienen el liderazgo en la implementación de estos sistemas, como una manera de garantizar la seguridad y salud ocupacional de sus trabajadores.

Certificación ISO 9.001

En diciembre de 2004, se otorgó la certificación ISO 9.001 del Sistema de Gestión de Calidad Total a la central San Isidro, perteneciente a la filial San Isidro S.A., siendo ésta la primera central de Endesa Chile en alcanzar dicho hito.

En el mismo mes se otorgó esta certificación al Centro de Control de Generación de Endesa Chile, cuya función principal es supervisar y controlar, en tiempo real, la operación económica y segura de sus centrales y la de sus filiales en el Sistema Interconectado Central.



Centrales San Antonio y Tequendama, Colombia



OPERACIONES EN COLOMBIA

CENTRALES GENERADORAS

Las centrales generadoras de las empresas filiales de Endesa Chile en Colombia y la potencia instalada, correspondiente a cada una de ellas, se indican a continuación:

Capacidad Instalada (MW)	2003	2004
Emgesa		
Guavio (Hidroeléctrica)	1.150,0	1.150,0
Cadena Pagua (Sistema Hidroeléctrico)	600,0	600,0
Termozipa (Termoeléctrica)	223,0	223,0
Plantas Menores (Hidroeléctrica) (1)	76,2	95,6
Total	2.049,2	2.068,6
Betania		
Betania (Hidroeléctrica)	540,0	540,0
Total Colombia	2.589,2	2.608,6

(1) En 2004 entró en operación la planta menor Tequendama, de una capacidad de 19,4 MW.

GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA

Generación de Energía Eléctrica (GWh)	2003	2004
Emgesa	9.205	10.028
Betania	1.589	1.853
Total Generación en Colombia	10.794	11.881
Ventas de Energía Eléctrica (GWh) (1)		
Emgesa	12.302	12.614
Betania	2.179	2.534
Total Ventas en Colombia	14.481	15.148

(1) Las cifras de ventas de energía excluyen las ventas intercompañías, por lo que en el año 2003 se descontaron las ventas de energía de Betania a empresas relacionadas por 419,6 MW.

ACTIVIDADES Y PROYECTOS

Emgesa S.A. E.S.P.

Durante el año se presentó una demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional de 47.019 GWh, lo cual significó un crecimiento del 2,45 % con respecto al 2003. Las exportaciones, en su mayoría a Ecuador, alcanzaron un valor de 1.681 GWh netos, lo que permitió un crecimiento de la demanda agregada en Colombia del 3,6 % (incluyendo exportaciones).

Emgesa durante 2004 registró récord en su generación con 10.028 GWh equivalentes al 21 % de la generación del país, mejorando sus factores de cumplimiento, carga y operación. El factor de disponibilidad de las centrales para el año fue de 96,5 %.

Durante 2004, los aportes del sistema fueron equivalentes al 101,1 % de la media histórica. Los aportes al Embalse del Guavio y a la cuenca del río Bogotá estuvieron por encima de la media histórica, registrándose valores de 119,2 % y 107,3 %, respectivamente.

La Central Guavio alcanzó un récord en su generación anual con 6.138 GWh, equivalentes al 12,6 % de la generación nacional, evidenciando el gran respaldo energético que representa el Embalse Guavio para el Sistema Interconectado del país.

En el campo regulatorio, se adelantó una amplia gestión enfocada a dos temas fundamentalmente: el Sistema Electrónico de Contratos (SEC) y el Cargo por Confiabilidad, sobre los cuales el Grupo dio a conocer su posición y espera se efectúen los ajustes respectivos.

En junio de 2004 se inició el desarrollo del Sistema Comercial, el cual contempla entre otros aspectos: control de servicios y cartera, análisis de convocatorias, gestión de Clientes No Regulados y control a la facturación del Mercado Spot, Mercado Mayorista y Mercado no Regulado. Este sistema entrará en servicio a partir de julio de 2005.

A partir del 10 de septiembre de 2004, ya realizadas las pruebas de sintonía y cumplimiento de los requerimientos establecidos por el Centro Nacional de Despacho (CND), se autorizó a la Cadena Pagua para prestar el servicio de Control Automático de Generación (AGC) con sus tres grupos de generación. Este sistema flexibiliza la operación comercial al tener un nuevo servicio para ofertarlo al sistema y cuya remuneración representa un margen variable mayor, con menor gasto de agua.

De acuerdo con el Plan de Acción de la Cadena Casalaco, la Planta Menor Tequendama entró en operación en el mes de abril, con una potencia declarada de 19,4 MW.

Se continuó con la ejecución de las obras de mitigación ambiental en el Embalse Muña y la recuperación morfológica de la Cantera Muña. En el mes de octubre se instaló la mesa de seguimiento de la Acción Popular 479 para verificar la propuesta de pacto de cumplimiento presentada por Emgesa y la EEB para mitigar los impactos ambientales del embalse. Se destaca que el fallo emitido por la Acción Popular del río Bogotá exoneró a Emgesa de la responsabilidad de contaminación del río y avaló el Pacto de Cumplimiento propuesto por la compañía.

En los meses de julio y diciembre se obtuvieron las certificaciones para los Sistemas de Gestión Ambiental de las Centrales Guavio y Termozipa, respectivamente, bajo la Norma ISO 14.001. En la actualidad la compañía tiene certificado el Sistema de Gestión Ambiental para el 95 % de su capacidad instalada.

Igualmente, BVQI Colombia Ltda., certificó a las Centrales La Guaca, El Paraíso y la Estación de Bombeo Muña, bajo la Norma OHSAS 18.001, referida al Sistema de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional. Esta etapa corresponde a la primera fase del proyecto, el cual continuará en 2005 con la certificación de la Central Hidroeléctrica del Guavio y las Plantas Menores.

Con relación al proceso de reducción de capital de la compañía por US\$ 170 millones, iniciado en 2003, ésta realizó todos los trámites establecidos, y el 2 de febrero de 2005 recibió la aprobación por parte de la Superintendencia de Sociedades para llevar a cabo esta operación.

A fines del primer semestre de 2004, la Superintendencia de Valores visó la tercera emisión de bonos ordinarios de Emgesa por valor total de \$250.000 millones (US\$ 96 millones). BRC Investor Services otorgó a esta operación la calificación AAA. En noviembre venció una serie de los bonos ordinarios de Emgesa por valor total de US\$ 30,8 millones, los cuales fueron cancelados en su totalidad a Codensa, quien era el respectivo tenedor de los mismos.

Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.

Por cuarto año consecutivo se presentó una hidrología muy seca en el Embalse de Betania, alcanzando el 88,8 % respecto a la media histórica durante el año. Al inicio de 2004, Betania presentaba un nivel de embalse equivalente al 77 %, culminando el año con un volumen del 94,4 %. No se presentaron vertimientos.

En octubre, Betania obtuvo la certificación OSHAS 18.001, logrando tener un Sistema de Gestión en Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, organizado bajo los más exigentes estándares internacionales.

Se realizaron los mantenimientos anuales de las unidades 1 y 3, que incluyeron trabajos de recuperación de aislamiento y pruebas predictivas. Adicionalmente, se efectuó el mantenimiento a rodetes y compuertas de captación.

Mediante acta de conciliación suscrita el 5 de octubre de 2004, Corfivalle y el Grupo Endesa acordaron un intercambio de activos. A través de esta operación, Endesa Chile entregará a la Corporación Financiera la Subestación Betania y el 3,81 % de la participación en la Empresa de Energía de Bogotá, a cambio de la participación que poseía esta entidad en Betania (14,3 % de la compañía). Una vez culminada esta operación, el Grupo Endesa consolidará una participación accionaria superior al 99 % en el patrimonio de Betania.

El 10 de noviembre, la compañía colocó con éxito el primer lote de su primera emisión de Bonos Ordinarios en el mercado de capitales colombiano. En total se colocaron el equivalente a US\$ 118 millones, con una sobre demanda cercana al 260 % sobre el monto ofertado, lo cual califica la operación como una de las más exitosas del país y contribuye a la consolidación de Betania como un nuevo emisor, de gran calidad crediticia en el Mercado Público de Valores Colombiano. El segundo lote, por US\$ 40 millones, se planea colocarlo durante 2006.

Los recursos provenientes de la presente emisión serán destinados en su totalidad a sustituir pasivos financieros en dólares, mejorando el perfil de deuda de la compañía. Esta operación concluye la segunda fase del plan financiero de Betania, el cual pretende disminuir el riesgo por tipo de cambio y el gasto financiero de la empresa. Esta colocación generó un ahorro en 2004 equivalente a US\$ 22,3 millones, producto de una menor diferencia en cambio. La emisión obtuvo una calificación AA+ por parte de la firma calificadora de riesgo Duff & Phelps de Colombia.



Central Moyopampa, Perú



OPERACIONES EN PERÚ

CENTRALES GENERADORAS

Las centrales generadoras de la empresa filial de Endesa Chile en Perú y la potencia instalada, correspondiente a cada central, se indica a continuación:

Capacidad Instalada (MW) (1)	2003	2004
Edegel		
Huinco (Hidroeléctrica)	247,35	247,35
Matucana (Hidroeléctrica)	128,58	128,58
Callahuana (Hidroeléctrica)	75,06	75,06
Moyopampa (Hidroeléctrica)	64,71	64,71
Huampani (Hidroeléctrica)	30,17	30,17
Yanango (Hidroeléctrica)	42,61	42,61
Chimay (Hidroeléctrica)	150,90	150,90
Santa Rosa (Termoeléctrica)	227,70	227,14
Total	967,08	966,52

(1) Las cifras de capacidad instalada corresponden a la potencia efectiva informada por el Osinerg.

GENERACIÓN Y VENTAS DE ENERGÍA

Generación de Energía Eléctrica (GWh)	2003	2004
Edegel	4.287	4.136
Total Generación en Perú	4.287	4.136
Ventas de Energía Eléctrica (GWh)	2003	2004
Edegel	4.443	4.328
Total Ventas en Perú	4.443	4.328





ACTIVIDADES Y PROYECTOS

Edegel S.A.A.

La empresa ha consolidado su Sistema de Gestión Integrado al certificar sus sistemas de medio ambiente y de seguridad y salud ocupacional bajo las normas ISO 14.001 y OHSAS 18.001, respectivamente. Con ello, Edegel contribuye a certificar el 22 % de la producción de energía eléctrica en el Perú. Anteriormente, en julio de 2003, la empresa ya había logrado certificar su sistema de calidad bajo la norma ISO 9.001.

En el marco del Segundo Programa de Bonos Edegel, durante el año 2004 se realizaron dos emisiones en moneda local por un total de 50 millones de Nuevos Soles y dos emisiones en moneda extranjera por un total de US\$ 20 millones a plazos de 4 y 5 años, respectivamente. Los fondos de estas emisiones se destinaron a refinanciar la deuda existente, habiéndose extendido la vida media de la deuda de la compañía.

Con el objeto de optimizar la estructura de capital de la empresa, durante el ejercicio se realizaron dos reducciones de capital por un total de 75.680.840 de Nuevos Soles en los meses de mayo y diciembre. Las mencionadas reducciones de capital se realizaron exclusivamente con los excedentes de caja generados por las operaciones, sin incrementarse el nivel de endeudamiento.

En el marco de la política empresarial por mantener los activos dentro de los estándares de seguridad y alta disponibilidad operativa, Edegel viene cumpliendo un importante programa quinquenal de inversiones en sus instalaciones de transmisión.

En el 2004 se han reemplazado equipos eléctricos de medida, protección y control en diferentes subestaciones, así como mejoras en las líneas de 60 KV.

Paralelamente, se ha iniciado el programa de saneamiento de servidumbres en algunos tramos afectados por el crecimiento demográfico en las zonas periféricas de la ciudad.



Central Huinco, Perú

A continuación se indican los principales trabajos y los montos de inversión respectivos:

- Reemplazo de equipos en 60kV y 220kV en Callahuana, Moyopampa y Huampaní, previstos de culminar en 2005.
- Renovación de los sistemas de protección con nuevos relés digitales en líneas de 220kV.
- Reemplazo de la totalidad de seccionadores en 60kV de la central hidroeléctrica Moyopampa, previstos de culminar en 2005.
- Reemplazo del actual sistema de telemundo de la central hidroeléctrica Huinco, previsto de culminar en 2005.
- Desplazamiento de Líneas 60 kV – 1era etapa, para obtener servidumbre en tramos donde no se cuenta con ello.
- Rehabilitación de la línea 60 kV N° 603/604 por antigüedad de más de 50 años.
- Obras Civiles de protección en la Central Chimay.
- Rehabilitación, Modernización y Automatización de la Central Callahuana.

OTROS NEGOCIOS

INGENDESA

Durante el año 2004, Ingendesa participó en importantes proyectos de inversión en Chile y en Latinoamérica, particularmente en las áreas de energía, infraestructura, minería, obras públicas y telecomunicaciones, a través de servicios realizados tanto a las empresas del grupo como a otros clientes no relacionados.

Dentro de los principales servicios desarrollados a empresas relacionadas, se destacan los servicios de dirección, administración e inspección técnica de la central hidroeléctrica Ralco.

Ingendesa llevó a cabo los servicios de diseño e implementación de sistemas de gestión de calidad ISO 9.001 para la central termoeléctrica San Isidro, para el Centro de Despacho de Carga de Endesa Chile y para los procesos comerciales de Chilectra, así como de sistemas de gestión ambiental para las centrales hidroeléctricas Sauzal, Sauzalito y Los Molles.

En el extranjero, han sido importantes los servicios de ingeniería para la conversión a ciclo combinado de la central termoeléctrica Ventanilla de Etevensa, y para la rehabilitación de la central Callahuana de Edegel, en Perú. En Brasil, realizó diversos servicios para la central termoeléctrica Fortaleza y para la central hidroeléctrica Cachoeira Dourada. En la Distribuidora Ampla de Río de Janeiro se efectuaron exitosamente los servicios de ingeniería, construcción y montaje de las subestaciones Rocha Leao y Porto do Carro.

Por otra parte, dentro de los servicios a empresas no relacionadas, se puede destacar aquellos prestados a HQI Transelec con ocasión de la ampliación de los sistemas de 500 y 220 kV en el Sistema Interconectado Central. En el sector eléctrico igualmente se pueden mencionar los Estudios de Protecciones del Sistema Interconectado del Norte Grande para el CDEC-SING, el diseño de la línea de 69 kV y la subestación principal del Proyecto Escondida Norte, de Minera Escondida, el diseño de la línea de 110 kV Agua Santa-Curauma de Chilquinta, y el diseño de las líneas de transmisión de 110 y 220 kV y la S/E MZ de Chuquicamata para Siemens-Abengoa.

En materias de transporte urbano e infraestructura, se pueden mencionar los servicios prestados al Metro de Santiago para los Proyectos de las líneas 4, 2 Norte y 5, donde se desarrolló ingeniería de detalles e inspección técnica en parte importante de las obras de ambos proyectos. Del mismo modo, destacan la ingeniería de detalle de las dos primeras estaciones intermodales encargadas por la Concesionaria ACSA y la inspección técnica de los tramos B y C del proyecto Merval, además de la asesoría a la inspección fiscal de la construcción del Centro de Justicia de Santiago.

Para la Corporación del Cobre de Chile, se prestaron servicios especializados en desarrollo de proyectos estratégicos en gestión de proyectos, para la División Andina, asesoría en negociaciones contractuales, para la División El Teniente, y la inspección técnica de obras para el proyecto de ampliación de la planta concentradora, para la división Chuquicamata.



Túnel El Melón, Chile

SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN S.A.

La concesión de Túnel El Melón se inició en junio de 1993, cuando se dio inicio al período de construcción del túnel y sus accesos. En el mes de septiembre de 1995 comenzó la operación definitiva de la obra pública, dando a disposición de los usuarios sus instalaciones. El horizonte de concesión se extiende hasta mayo de 2016.

Durante el año 2004 un total de 1.315.560 vehículos circularon por el túnel El Melón, de los cuales un 64 % correspondió a vehículos livianos, un 14 % a buses, y un 22 % a camiones simples y pesados. En el mismo período, el tráfico total por el sistema túnel-cuesta ascendió a la cantidad de 2.440.514 vehículos, lo que implica que un 53,9 % de los automovilistas prefirieron la alternativa tarificada del túnel. Comparadas con el año anterior, las cifras de flujo vehicular por el sistema y por el túnel mostraron variaciones de 3,2 % y 8,0 %, respectivamente.

Respecto a la generación de recursos, la sociedad concesionaria tuvo ingresos de explotación por \$ 3.292.325 miles durante el año 2004, verificándose una variación positiva en términos reales de un 7,4 % respecto del año anterior. Al deducir de dicho nivel de ingresos los costos de explotación y gastos de administración, antes del pago anual al MOP y depreciación, se puede concluir que el resultado operacional de \$ 2.637.616 miles así calculado, mejoró en un 4,1 % respecto del año 2003. No obstante lo anterior, la elevada carga financiera y el pago anual al Fisco que debe soportar la sociedad, revierten este resultado operacional positivo, arrojando una pérdida para el ejercicio de \$ 1.719.213 miles, valor que significó una reducción real de un 26 % respecto del año anterior.

Finalmente, y como en años anteriores, la operación se realizó dentro de los márgenes habituales y los reclamos de los usuarios fueron prácticamente inexistentes.

INVERSIONES

Durante el año 2004 Endesa Chile y sus empresas filiales en Chile y en el extranjero invirtieron un total equivalente a US\$ 183,4 millones, de acuerdo al siguiente detalle:

Empresas	Inversión (Millones de Dólares)
Argentina	
Central Costanera S.A.	22,1
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	0,2
Total Inversión en Argentina	22,3
Brasil	
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	2,8
Total Inversión en Brasil	2,8
Chile	
Endesa Chile	104,5
Pehuenche S.A.	1,1
Pangue S.A.	1,0
Celta S.A.	2,0
San Isidro S.A.	10,8
Ingendesa	0,5
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	0,0
Total Inversión en Chile	119,9
Colombia	
Emgesa S.A.	5,9
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	0,8
Total Inversión en Colombia	6,7
Perú	
Edegel S.A.A.	10,4
Total Inversión en Perú	10,4
Total Inversion Material en Empresas	162,1
Total Inversion Financiera	21,3
Total Inversiones	183,4

ACTIVIDADES FINANCIERAS

ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS EJERCICIO 2004

El resultado antes de impuestos e interés minoritario de Endesa Chile en el año 2004 creció un 25 % con respecto al año 2003, alcanzando a \$ 203.916.252 miles, mayor en \$ 40.422.717 miles a la respectiva cifra para el año anterior. El resultado operacional de la compañía muestra un desempeño superior con respecto al año 2003, alcanzando \$ 369.025.170 miles en el año 2004, cifra que se compara positivamente con \$ 346.973.670 miles del año 2003. El resultado no operacional también impactó positivamente al resultado neto de la compañía en el año 2004 con respecto al año 2003, producto de la reducción en \$16.681.469 miles de los gastos financieros de la compañía. Cabe destacar que el resultado del año 2004 mejora a pesar de que se incluye una provisión de \$ 17.127.000 miles, asociada a la reliquidación de la potencia firme del período abril 2000 a marzo 2004, y del período abril 2004 a noviembre 2004, de acuerdo a la resolución del panel de expertos.

La utilidad neta de Endesa Chile en el año 2004 alcanzó \$ 83.788.756 miles, que se compara con la utilidad neta de \$ 80.084.185 miles registrada en 2003. El impuesto a la renta a diciembre de 2004 alcanzó a \$ 93.426.794 miles, que se compara con \$ 28.062.535 miles alcanzados a diciembre de 2003, diferencia producida principalmente por un incremento en los impuestos diferidos con respecto al año 2003, como consecuencia de los efectos de las pérdidas tributarias causadas por la devaluación del peso Argentino desde el año 2002.

Cabe indicar que el resultado operacional más depreciación y amortización de Endesa Chile consolidada (EBITDA) alcanzó \$ 541.216.980 miles en el año 2004. La deuda neta consolidada se redujo en \$ 299.548.216 miles en 2004 con relación al año anterior. En el año 2004 el monto de inversiones alcanzó US\$ 183 millones, de los cuales US\$ 120 millones correspondieron a inversiones en Chile.

Los principales hechos relevantes del año 2004 son los siguientes:

- Incorporación comercial de la central Ralco al SIC, a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 22 de septiembre con la segunda unidad, aportando una potencia máxima de 690 MW, superior a la que fue proyectada originalmente de 570 MW. Esta mayor potencia, considerando una tardía mejoría en la hidrología del país durante el año 2004, permitirá contribuir muy significativamente a abastecer el fuerte crecimiento de la demanda de energía en el sistema de los próximos años.
- Cambio en el escenario eléctrico nacional producto de la crisis del gas natural en Argentina, llevando a una tendencia alcista en los precios de mercado de la electricidad, incluyendo el precio de nudo, que a partir de mayo de este año, fue reajustado incorporando el mayor costo de la generación térmica (debido a las restricciones del gas) y posteriormente en el proceso de fijación correspondiente al período noviembre 2004-abril 2005, modificándose el plan de obras, considerando tecnologías alternativas al gas natural para abastecer las necesidades futuras del sistema eléctrico nacional.
- Exitooso término de las disputas comerciales contractuales de la filial en Brasil, Cachoeira Dourada, con su principal cliente, la compañía distribuidora del Estado de Goiás (CELG), reflejado a través de una mejoría en los estados financieros de esta filial, prácticamente cuadruplicando el resultado operacional del año 2004 con respecto al año 2003.
- Positivas señales de la Autoridad Argentina, en términos del proceso de sinceramiento de los precios del sector eléctrico, el que comenzó en febrero con un primer ajuste al precio estacional para grandes usuarios y clientes comerciales, y un segundo reajuste en noviembre, continuando en mayo y

diciembre respectivamente con el traspaso del nuevo precio del gas natural a los costos variables de generación reconocidos por el regulador, llevando a un incremento del precio spot para las empresas generadoras.

- Publicación del reajuste de tarifas de generación de energía por el organismo peruano Osinerg para el período noviembre 2004 - abril 2005, la cual muestra un aumento del 19 % en el precio monómico en dólares respecto a la fijación tarifaria de mayo de 2004. Este incremento se ha debido a una mejor estimación del Plan de Obras, a un reajuste positivo del crecimiento de la demanda, a mayores costos de combustibles y a una mejor estimación del precio de potencia.
- Fuerte aumento en la demanda de energía eléctrica en los países en que operamos, donde se presenta un crecimiento acumulado del año 2004 superior al del año 2003, siendo el 6,8 % el crecimiento acumulado en Argentina, 5,4 % en Brasil, 2,7 % en Colombia, 7,9 % en el principal sistema eléctrico en Chile, y 5,9 % en Perú.
- Récord histórico de producción diaria de los activos que maneja Endesa Chile en América Latina, al alcanzar el 23 de noviembre los 204.115 MWh, 13 % mayor que el récord diario de años anteriores. Lo anterior corresponde a un factor de carga de dicha jornada de un 58,1 %.
- Asimismo, con fecha 26 de enero de 2005, la clasificadora internacional Moody's Investor Services elevó la clasificación de Endesa Chile a Ba1 con perspectivas estables, desde Ba2. Esta clasificación, si bien consideramos subestima la real solidez de la compañía, está basada en sus mejoras operacionales y financieras.

Los ingresos de explotación consolidados de la compañía del año 2004 aumentaron un 9,5 % con respecto al año 2003, alcanzando \$ 1.032.662.084 miles en el año 2004. Las ventas físicas de energía eléctrica crecieron un 5,5 %, y el precio promedio de las ventas eléctricas también registra un alza. Los costos de explotación consolidados de Endesa Chile totalizaron \$ 629.191.426 miles en el

año 2004, lo que representa un alza de 11,5 % con respecto al año anterior, principalmente como consecuencia de los mayores costos de combustibles para la generación térmica, los que alcanzaron \$ 119.210.144 miles en el año 2004. La generación de energía eléctrica aumentó en un 11,4 %, equivalente a 4.899 GWh, aportado por energía térmica, y permitiendo reducir las compras físicas de energía en 23 %, equivalente a 1.924 GWh.

El resultado operacional consolidado del año 2004 asciende a \$ 369.025.170 miles, 6,4 % superior al obtenido en el año 2003. El mayor resultado operacional obtenido durante el año 2004 se debió a mejoras de Colombia, Brasil y Argentina.

El resultado operacional de Chile representó un 40,6 % del resultado operacional total de la compañía. En Chile, el resultado operacional de 2004 alcanzó \$ 149.718.155 miles, disminuyendo en \$ 9.423.245 miles con respecto a lo alcanzado en el año 2003, básicamente producto de mayores costos variables de explotación. Cabe destacar, que este resultado está fuertemente impactado por el menor resultado durante el primer semestre de 2004, que disminuyó en una cifra cercana a los \$ 14.000.000 miles, siendo un 17,3 % inferior con respecto al primer semestre de 2003. Durante el último trimestre del año 2004, el resultado operacional proveniente de Chile se incrementó en más de \$ 5.300.000 miles con respecto al mismo trimestre del año 2003, equivalente a un crecimiento de un 14 %, como consecuencia de un 17 % de incremento en la generación hidroeléctrica.

En Argentina, el resultado operacional del año 2004 alcanzó \$ 34.378.759 miles, lo que representa un 9,3 % del resultado operacional total de Endesa Chile en el período. Esta cifra se compara con \$ 33.121.053 miles del año 2003. La operación en Argentina presenta un significativo 30 % de aumento en los ingresos, alcanzando \$ 148.299.615 miles, respondiendo al importante aumento de la generación y de la demanda de energía eléctrica. Las mayores ventas físicas de la filial Central Costanera, que crecen en un 74 % con respecto al año 2003, incidido por la capacidad de la central de operar no sólo con gas natural, sino también con fuel oil, son parcialmente contrarrestadas por menores ventas de El Chocón, debido a la baja hidrología en la zona del Comahue. La participación

de la generación térmica de Costanera crece de un 50,3 % del total de generación térmica de Endesa Chile en el año 2003 a 70,4 % durante el año 2004. Los costos de explotación en Argentina aumentan un 41,0 %, alcanzando \$ 111.351.798 miles en 2004, por el mayor costo de combustible que en el período registró un alza de un 237,6 %, debido a la mayor generación de electricidad en Costanera, la que se duplicó con respecto al año 2003, y las restricciones de gas natural en el mercado argentino que llevaron a la compañía a aumentar su generación con combustibles líquidos.

La actividad operacional en Brasil de la filial Cachoeira Dourada representa un 3,9 % del resultado operacional consolidado de Endesa Chile en el año 2004. El resultado operacional de Cachoeira Dourada en el año 2004 alcanzó \$ 14.314.032 miles, un 281,8 % superior al de 2003, evidenciando los logros alcanzados por la empresa en términos de la disputa contractual que mantenía con su principal cliente, CELG, subsanado totalmente en el año 2004. Los ingresos operacionales aumentaron un 33,1 % con respecto al año 2003, alcanzando \$ 42.006.221 miles. La generación física de Cachoeira Dourada aumentó un 7,9 % con respecto a 2003, como consecuencia de la creciente demanda y la favorable hidrología.

En Colombia, el resultado operacional del año 2004 alcanzó a \$ 118.456.420 miles, lo que representa un aumento de 34,4 % con respecto al resultado operacional del año 2003, contribuyendo con el 32,1 % del resultado operacional total de Endesa Chile. La filial Emgesa contabilizó un resultado operacional de \$ 100.903.361 miles y Betania de \$ 17.553.059 miles, equivalente a un aumento de \$ 18.332.755 miles y \$ 11.990.042 miles, respectivamente, comparado con el año 2003. Los ingresos por ventas de energía en Colombia aumentaron en un 17,6 %, como consecuencia de la mayor demanda en el mercado colombiano y la buena hidrología. Las ventas físicas aumentaron en 667 GWh, y la generación física aumentó en 1.087 GWh, con un menor aporte de generación térmica, permitiendo reducir las compras de energía y los costos de combustible comparado con el año 2003.

En Perú, el resultado operacional del año 2004 de la filial Edegel alcanzó \$ 52.157.804 miles, lo que se compara con \$ 62.828.950 miles del año anterior. El resultado operacional

de Edegel representa el 14,1 % de los resultados operacionales totales de Endesa Chile en el año 2004. Los ingresos registraron un aumento de 7,7 % en el año, equivalente a \$ 8.842.943 miles, contabilizando un total de \$ 123.375.092 miles. Las ventas físicas fueron menores que las del año 2003 debido a la baja hidrología en la zona, pero el consiguiente aumento en el nivel de precios, impactado también por el aumento del precio internacional de los combustibles, permitió compensar la baja física. Sin embargo, la menor hidrología también afectó el nivel de los costos de explotación de la compañía, que aumentaron en 44,6 % con respecto al año 2003, elevándose a un total de \$ 63.778.805 miles. La generación física de energía eléctrica de Edegel en el año 2004 cayó un 3,9 % a 4.285,2 GWh, disminuyendo la generación hidroeléctrica en 408,4 GWh y aumentando la generación térmica en 235,2 GWh, lo que llevó a un mayor gasto en combustible y mayores compras de energía eléctrica.

En cuanto a los resultados no operacionales, la compañía registra un valor negativo consolidado durante el año 2004 inferior al valor registrado durante el año 2003, alcanzando (\$ 165.108.918 miles), equivalente a una mejora de 10 %. Los menores gastos financieros por \$ 16.681.469 miles y mayores ingresos por diferencias de cambio y corrección monetaria fueron parcialmente contrarrestados por mayores otros egresos no operacionales netos de ingresos como consecuencia de las reliquidaciones del pago de potencia en Chile. La utilidad proveniente de inversiones en empresas relacionadas que no consolidan con Endesa Chile alcanzó \$ 19.289.364 miles, equivalente a un aumento de \$ 1.102.901 miles.

Los mayores otros egresos fuera de explotación neto de ingresos por \$ 12.168.055 miles se explican básicamente por mayores pérdidas de \$ 27.186.987 miles provenientes del ajuste de conversión a normas chilenas, producto de la aplicación del Boletín Técnico N° 64, principalmente de las filiales de Colombia y Brasil; mayores pérdidas por aumento de provisiones por Reliquidación de Potencia de ejercicios anteriores por \$ 13.380.006 miles, compensados principalmente por mejor resultado por venta de activos fijos por \$ 12.470.874 miles y \$ 6.915.462 miles por utilidad por liquidación de derivados en el año 2004.

Con relación a los impuestos, éstos registraron un aumento de \$ 65.364.259 miles en el año 2004 comparado con el año 2003. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó \$ 93.426.794 miles, compuesto por un gasto de \$ 52.778.126 miles en impuesto a la renta, que acumula una aumento con respecto al año 2003 ascendente a \$ 1.439.529 miles, asociado a los mejores resultados tributables del año con respecto al año 2003 y \$ 40.648.668 miles por impuestos diferidos, que representa un alza de \$ 63.924.730 miles con respecto al año 2003. El mayor gasto en impuestos diferidos del 2004 con respecto al 2003, en que representó un beneficio de \$ 23.276.062 miles, se registró principalmente en Argentina como consecuencia básicamente del efecto de la significativa devaluación efectuada como parte del Plan de Emergencia. Esto se produce debido a que en junio de 2003 se registraron por primera vez los efectos de las pérdidas tributarias que tenían las compañías, cuyo monto al 31 de diciembre de 2003 era de \$ 33.933.175 miles, causadas por la devaluación del peso argentino desde inicios del año 2002. Ahora bien, producto de la recuperación del tipo de cambio y mejores resultados de las compañías, la pérdida tributaria ha disminuido, reflejando a diciembre de 2004 pérdidas por reverso de impuestos diferidos de \$ 14.028.643 miles.

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

Actualmente, la clasificación de riesgo de la deuda externa de Endesa Chile es BBB- con perspectivas estables según Standard & Poor's, BBB- con perspectivas positivas según Fitch, Ba1 con perspectivas estables según Moody's. Por su parte, los bonos locales de Endesa Chile están clasificados en A+ por parte de Fitch Chile y Feller Rate.

Producto de la exitosa estrategia financiera implementada por Endesa Chile durante 2003 y comienzos de 2004, y de mejoras macroeconómicas y operacionales en los países en los que opera la empresa, en enero de 2005 Moody's subió la clasificación de riesgo de la deuda externa de Endesa Chile desde Ba2 con perspectivas estables a Ba1 con perspectivas estables. Asimismo, en febrero de 2005 Fitch elevó la clasificación desde BBB- con perspectivas estables, a BBB- con perspectivas positivas. Por su parte, Standard & Poor's mantuvo la clasificación.

SEGUROS

Operacionales

En el mes de diciembre de 2003, Endesa Chile y filiales renovaron los términos de su programa de seguros regional a través de su corredor de seguros, que cuenta con presencia simultánea en todos los países donde la empresa mantiene operaciones. El seguro de Todo Riesgo vencía el 31 de diciembre de 2003 y fue renovado hasta el 31 de diciembre de 2004, mientras que la cobertura de responsabilidad civil que venció el 30 de junio de 2004 fue renovada hasta junio de 2005.

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

- Seguro de Todo Riesgo Bienes Físicos e Interrupción de Negocios con límite indemnizable de hasta US\$ 100 millones, que protege las centrales de generación y las principales subestaciones de transformación contra riesgos de terremoto, avalanchas, incendio, explosiones e inundaciones.

Restricciones del mercado asegurador en materia de daños y perjuicios por actos terroristas han impedido al grupo contratar esta cobertura en toda la región.

- Seguro de Avería de Maquinaria pérdida de beneficios hasta US\$ 100 millones, que protege a los principales equipos de producción de centrales y subestaciones contra riesgos de falla operacional, cortocircuitos, roturas de piezas, fatiga de material y fallas mecánicas en general.
- Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual hasta la suma de US\$ 150 millones, que cubre a la empresa por daños físicos que su actividad genere a terceros y frente a los cuales tenga obligación de indemnizar.

Las empresas en la región cuentan además con seguros de transporte marítimo, aéreo y terrestre para el traslado de

maquinarias, equipos e insumos, seguros de vida 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 (Ralco).

En el caso de la central Ralco, durante la primera semana del mes de abril de 2004, el árbitro dictó sentencia en el juicio iniciado por AGF Allianz contra Endesa Chile en la que solicitaba la nulidad de la póliza contratada por ese asegurador. El árbitro no acogió la demanda del asegurador y confirmó la plena vigencia de lo señalado en el contrato.

Por otra parte, y con motivo de la demanda presentada por Endesa Chile contra AGF Allianz en la que solicitada el pago del siniestro que afectó a la central en mayo de 2001, el árbitro falló a favor de Endesa Chile y determinó un pago a favor de ésta por la suma de US\$ 6.120.000, el cual fue efectuado con fecha 28 de diciembre de 2004.

REFINANCIAMIENTOS DURANTE 2004

En el mes de febrero de 2004, Endesa Chile, a través de la Agencia en Islas Caimán, firmó con un grupo de bancos liderados por BBVA, Citigroup, Caja de Madrid y Santander Central Hispano Investments Inc. un crédito sindicado por US\$ 250 millones a una tasa de LIBOR + 115 puntos base, a un plazo de 3,5 años bullet. Estos fondos, sumados a la caja disponible, fueron utilizados para el prepago total de un crédito sindicado de US\$ 284 millones, lo que significó la eliminación de las restricciones de este crédito y una disminución en el margen de la tasa en 185 puntos base.

Posteriormente, en noviembre de 2004, también a través de la Agencia de Endesa Chile en Islas Caimán, se refinanció nuevamente el

monto adeudado por US\$ 250 millones, actuando como Banco Agente Caja de Madrid, Miami Agency. Se obtuvo una rebaja en la tasa de interés aplicable y, gracias a las nuevas condiciones del crédito, se logró bajar la tasa a LIBOR + 37,5 puntos base y se aumentó el plazo a 6 años bullet. Este financiamiento se obtuvo bajo la modalidad de prepagos y giros voluntarios, según los requerimientos de fondos del deudor durante la vida del préstamo ("Revolving Facility").

Con respecto a las filiales en el extranjero, cabe mencionar la renegociación del crédito sindicado de Central Costanera S.A., así como las exitosas colocaciones de bonos de Betania en Colombia, y de Edegel en Perú.

En septiembre de 2004 Central Costanera S.A. concluyó exitosamente la renegociación del Préstamo Sindicado por US\$ 47,7 millones, contemplándose en la misma, entre otros aspectos, la extensión del cronograma de amortización de capital a junio de 2006.

El 10 de noviembre de 2004, con una sobre demanda cercana al 263 % sobre el monto ofertado y calificándose la operación como una de las más exitosas del país, Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. colocó el primer lote de su primera emisión de Bonos Ordinarios en el mercado de capitales colombiano. En total se colocaron el equivalente a US\$ 118 millones. El segundo lote, por US\$ 40 millones, se planea colocarlo durante 2006. La mayor parte de los fondos generados por estas emisiones fue destinada a disminuir la deuda intercompañía que Central Hidroeléctrica de Betania S.A. mantiene con Compañía Eléctrica Conosur S.A., filial 100 % de propiedad de Endesa Chile.

En 2004, Edegel efectuó dos emisiones en moneda local por un total de 50 millones de Nuevos Soles y dos emisiones en moneda extranjera por un total de US\$ 20 millones a plazos de 4 y 5 años, respectivamente. Los fondos de estas emisiones se destinaron a refinanciar la deuda existente, habiéndose extendido la vida media de la deuda de la compañía.

DIVIDENDOS



POLÍTICA DE DIVIDENDOS EJERCICIO 2005

Para el ejercicio 2005 el directorio tiene la intención de proponer a la Junta de Accionistas distribuir como dividendo, un monto equivalente al 50 % de las utilidades líquidas del período.

En relación con lo anterior para el ejercicio 2005 el directorio tiene la intención de no repartir dividendos provisarios con cargo a las utilidades del ejercicio y proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a realizarse en el primer cuatrimestre del año 2006, un reparto definitivo según se indica en el párrafo precedente.

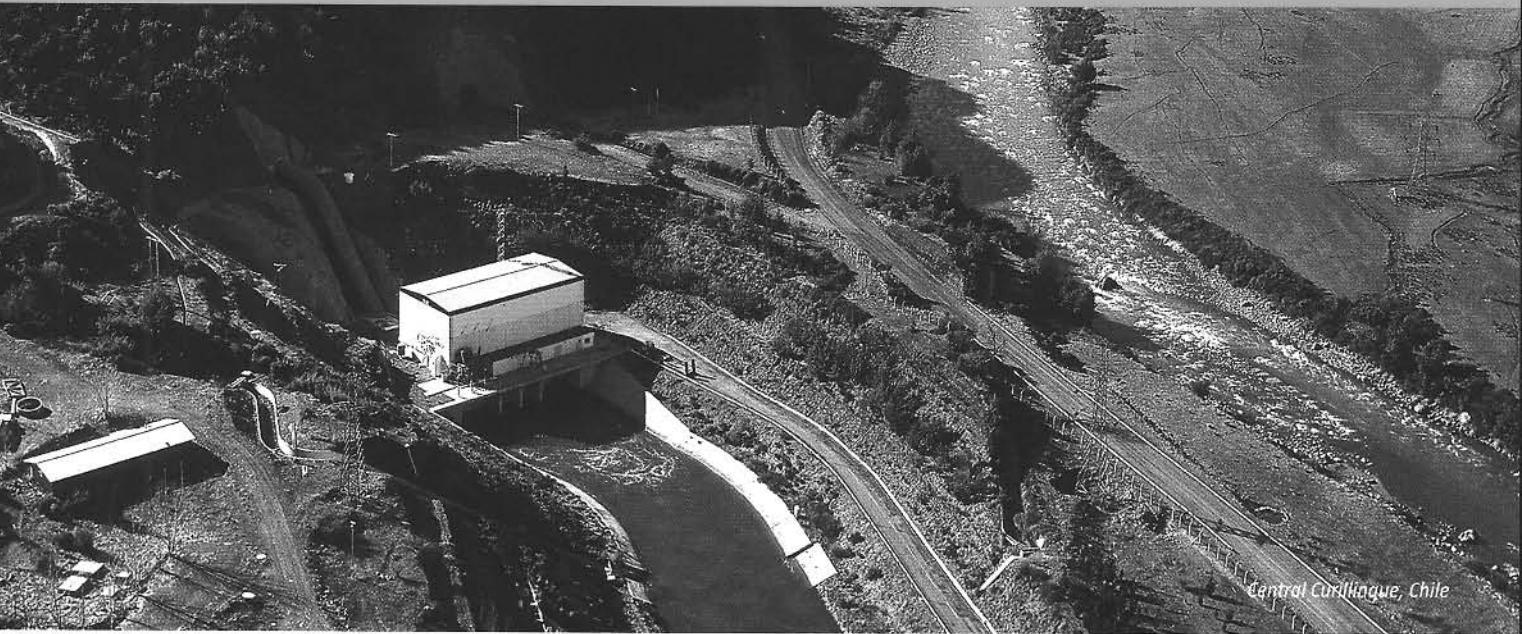
El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la empresa y a la aplicabilidad de las restricciones acordadas en los distintos convenios, según corresponda.

Procedimiento para el Pago de Dividendos

Para el pago de dividendos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, la empresa contempla las mismas tres modalidades que en los años anteriores, a saber:

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 y;
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del Registro de Endesa Chile o en el banco que se determine al efecto.

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



Central Curillique, Chile

Es preciso destacar, que la modalidad de pago elegida por cada accionista será usada por Endesa Chile 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 hubieren presentado una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 antes señalada. En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por correo a DCV Registros S.A., ellos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, la empresa 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 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 empresa ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendo, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Endesa Chile.

DIVIDENDOS REPARTIDOS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

AÑO	DIVIDENDO POR ACCIÓN (PESOS DE CADA AÑO)	MONTO ACTUALIZADO AL 31 DICIEMBRE DE 2004
1997	11,74800	14,60356
1998	2,06200	2,41377
1999	-	-
2000	0,96000	1,04823
2001	0,94000	1,01821
2002	-	-
2003	2,30000	2,36000

UTILIDAD DISTRIBUIBLE DEL EJERCICIO 2004

La utilidad distribuible en relación a la utilidad neta del ejercicio 2004 se indica a continuación:

Utilidad del Ejercicio	\$ 83.788.756	miles
Amortización Mayor Valor de Inversiones	\$ 16.101.574	miles
Utilidad Líquida	\$ 67.687.182	miles
50 % de la Utilidad Líquida	\$ 33.843.591	miles
Número de Acciones	8.201.754.580	acciones
Pesos por Acción	\$ 4,13	

HECHOS ESENCIALES O RELEVANTES INFORMADOS A LA SVS

Durante el período enero-diciembre de 2004, y de acuerdo con la Norma de Carácter General N° 30, la sociedad procedió a informar a la Superintendencia de Valores y Seguros los siguientes hechos esenciales o relevantes:

ENDESA CHILE

- Con fecha 4 de febrero de 2004, se informa como un hecho esencial, que con esta fecha Empresa Nacional de Electricidad S.A., actuando a través de su Agencia, y Citibank N.A. actuando a través de su International Banking Facility, Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency, The Bank of Tokyo-Mitsubishi Ltd., Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. (BBVA) y el Banco Santander Central Hispano, han suscrito un crédito sindicado por US\$ 250.000.000 a 3,5 años plazo con amortización al vencimiento y un Spread sobre Libor del 1,1. Esto permitirá a la compañía un ahorro en gastos financieros de aproximadamente US\$ 5.000.000 (cinco millones de dólares de los Estados Unidos de América) por año.

Los recursos obtenidos de este crédito serán íntegramente utilizados para el refinamiento del remanente del crédito sindicado suscrito por la Compañía en mayo de 2003. De esta forma, la compañía libera las garantías personales otorgadas por Empresa Eléctrica Pangue S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. asociadas al crédito anterior, así como las restricciones de endeudamiento e inversión.

Este refinamiento es parte de una nueva etapa, en la cual la compañía busca optimizar su coste financiero y mejorar su perfil de vencimientos, luego de la exitosa ejecución del Plan de Fortalecimiento Financiero del año 2003.

-Con fecha 27 de febrero de 2004, se informa como un hecho relevante que el Directorio de la compañía en sesión ordinaria celebrada el día de ayer, acordó en cumplimiento de la política de dividendos correspondiente al ejercicio 2003, el proponer a la junta

ordinaria de accionistas de Endesa, a celebrarse el día 26 de Marzo de 2004, el reparto de un dividendo definitivo ascendente a la cantidad de \$2,30 (dos pesos y treinta centavos) por acción, el cual, de ser aprobado por la referida junta, será pagado a contar del día 5 de Abril de 2004.

- Con fecha 26 de marzo de 2004, se celebró la 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 al 31 de diciembre de 2003;
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 dividendos;
4. Política de inversiones y financiamiento propuesta por el directorio;
5. Elección del directorio de la sociedad;
6. Fijación de la remuneración del directorio;
7. Fijación de la remuneración del Comité de Directores y determinación de su presupuesto;
8. Informe del Comité de Directores;
9. Designación de Auditores Externos;
10. Elección de dos Inspectores de Cuentas Titulares y dos suplentes y determinación de su remuneración;

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

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 por las siguientes personas:

Jaime Bauzá Bauzá
 Ignacio Blanco Fernández
 Enrique García Álvarez
 Antonio Pareja Molina
 Luis Rivera Novo
 Andrés Regué Godall
 Carlos Torres Vila
 Antonio Tuset Jorratt
 Leonidas Vial Echeverría

En sesión extraordinaria de directorio, celebrada con la misma fecha, el directorio acordó designar como Presidente del Directorio y de la sociedad al señor Luis Rivera Novo y como Vicepresidente al señor Antonio Pareja Molina.

En la misma sesión, se acordó designar como miembros del Comité de Directores a los señores Luis Rivera Novo, Jaime Bauzá Bauzá y Antonio Tuset Jorratt.

PEHUENCHE

- Con fecha 25 de marzo de 2004, se celebró la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, en la cual se aprobó el Balance General correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2003.

En esa oportunidad la Junta aprobó la proposición del Directorio de la Sociedad de pagar un dividendo definitivo del ejercicio 2003, que representa un dividendo total a pagar de \$28,856119 por acción, dicho dividendo se pagará a partir del día 14 de Abril de 2004.

- Con fecha 29 de junio de 2004, se informa que el Directorio de la Compañía en su sesión celebrada el día 24 de Junio de 2004, acordó distribuir a los accionistas de conformidad a lo dispuesto en la política de dividendos informada a la Junta Ordinaria de Accionistas, el primer dividendo provisario correspondiente al ejercicio 2004 ascendente a \$9,042979 por acción, el cual se pagará a partir del día 26 de Julio de 2004.

- Con fecha 8 de octubre Pehuenche S.A. comunicó a la SVS lo siguiente: "En el curso de la presente semana determinadas empresas integrantes del CDEC-SIC, han procedido a enviar facturas de cobro a la Compañía basadas en cálculos efectuados por la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, en circunstancias que el Directorio del mencionado organismo, en Sesión N° EX - 9.2 – 2004, de fecha 4 de Octubre del presente año, adoptó un acuerdo de mayoría consistente en solicitar al Sr. Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, la aclaración de puntos dudosos contenidos en las Resoluciones Ministeriales Exentas Número 17 y Número 35, de fechas 14 de abril y 15 de junio de 2004, respectivamente. Lo anterior, teniendo en consideración que existen errores manifiestos en el cálculo practicado por la mencionada Dirección de Operaciones, al aplicar el Dictamen Número 1 del Panel de Expertos, que aumentó de 5 a 8 horas, aquellas consideradas como las de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema, incluyendo equivocadamente en dicho cálculo, los días sábados, domingos y festivos, lo que es manifiestamente contrario a lo señalado en el referido dictamen. Los cálculos, así efectuados con tales errores manifiestos, y que hemos objetado, ascenderían a un pago por parte de la Compañía, para el período 2000 – 2003 de \$21.702.042.530.

En circunstancias que el Directorio del CDEC-SIC está a la espera de la aclaración indicada, algunas empresas procedieron a enviar facturas de cobro, basándose en un cálculo manifiestamente erróneo y que adicionalmente a la inclusión ya señalada respecto de días no considerados por el dictamen N° 1 del Panel de Expertos, contiene errores manifiestos tales como el no haber aplicado el acuerdo Unánime de Directorio que definió en cinco horas del período de



punta del sistema, al menos hasta el 27 de Julio de 2004, fecha en la cual se produjo la divergencia que fue resuelta por el Panel de Expertos. Adicionalmente, están presentes errores tales como el tratamiento de las cotas y energías iniciales de embalses, la potencia máxima de la central Pehuenche y otros que han sido planteados por otros generadores.

Las facturas han sido objetadas por la Compañía basándose en las disposiciones legales vigentes.

Frente a lo anterior, corresponde que el Directorio del CDEC-SIC se pronuncie sobre los cálculos, y para el evento que no se logre un acuerdo sobre el particular en dicho Directorio, ésta materia deberá ser resuelta por el Panel de Expertos por la vía de pronunciarse respecto de las divergencias que se produzcan.

Considerando la publicidad que la prensa del día de hoy le ha otorgado a este tema, aún no concluido, es que la Compañía ha considerado oportuno dar a conocer su posición sobre esta materia,

por cuanto no tenemos dudas acerca de lo erróneo de estos cálculos, que consideramos preliminares, y porque confiamos en que, tanto por la vía de la aclaración que pueda hacer la autoridad, como por lo que determine el Panel de Expertos, pronunciándose sobre las divergencias que de seguro llegarán a su conocimiento, se podrá tener un escenario más cierto, basado en cálculos más realistas y coherentes con los dictámenes y resoluciones emitidas sobre la materia.

La Compañía informará oportunamente al mercado respecto del desarrollo de este proceso aún no concluido".

- El Directorio de la Compañía, en su sesión extraordinaria celebrada el día 14 de Octubre de 2004, acordó distribuir a los accionistas el segundo dividendo provisario de conformidad a lo dispuesto en la política de dividendos informada a la Junta Ordinaria de Accionistas, dicho dividendo provisario ascendió a \$18,444998 por acción, y se pagó a partir del día 28 de Octubre de 2004.



Central Pehuenche, Chile

- Con fecha 30 de Diciembre Pehuenche S.A. comunicó a la SVS lo siguiente: "El Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., en su sesión del día de hoy, ha resuelto por la unanimidad de sus miembros asistentes, modificar la Política de Dividendos informada a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada con fecha 25 de Marzo del presente año, en lo que se refiere al tercer dividendo provisorio.

En efecto, de conformidad a lo dispuesto en la referida Política de Dividendos, el pago del tercer dividendo provisorio considera la distribución de hasta el 70 % de las utilidades líquidas realizadas del período enero-noviembre de 2004, según lo muestren los estados financieros al 30 de noviembre de 2004 menos el monto del primer y segundo dividendo provisorio, pagadero el 25 de enero de 2005.

La decisión adoptada por el Directorio de la compañía, ha tenido en especial consideración el hecho que hasta la fecha se desconoce el resultado de la reliquidación que debe practicar

la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, de los cálculos sobre transferencias de potencia de punta entre los integrantes de dicho organismo, a la luz de los recientes dictámenes emitidos sobre la materia por el Panel de Expertos, y el consiguiente impacto en los resultados de Pehuenche S.A., por lo que la prudencia y responsabilidad del Directorio de la compañía, ha estimado oportuno distribuir el 40 % de las utilidades líquidas realizadas del período enero – noviembre de 2004, según lo muestren los estados financieros al 30 de noviembre de 2004 menos el monto del primer y segundo dividendo provisorio, pagadero el 25 de enero de 2005. Lo anterior significa distribuir un dividendo provisorio de \$1,885136 por acción a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Compañía el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para su solución.

Todo lo anterior es sin perjuicio del dividendo definitivo respecto del cual deberá pronunciarse la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía a celebrarse durante el primer cuatrimestre del año 2005.



Central San Isidro, Chile

INFORMACIÓN SOBRE FILIALES Y COLIGADAS

CENTRAL COSTANERA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República Argentina.

Domicilio: Av. España 3301, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL

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

CAPITAL PAGADO \$ 90.299.357 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Héctor López Vilaseco (Presidente)
- GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Máximo Bomchil (Vicepresidente)
- Julio Valbuena Sánchez
- GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ENDESA CHILE
- Rafael Mateo Alcalá
- GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE ENDESA CHILE
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC INVERSORA S.A.
- Roberto Fagan
- GERENTE GENERAL de CEMSA
- César Amuchástegui
- Pablo Piñera Echenique
- Eduardo J. Romero

DIRECTORES SUPLENTES

- Carlos Martín Vergara
- FISCAL ENDESA CHILE
- María Soledad Martínez Tagle
- ABOGADO ASESORÍA JURÍDICA ENDESA CHILE
- Jorge Burlando Bonino
- GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL CENTRAL COSTANERA S.A.
- Sergio Schmois
- GERENTE COMERCIAL CENTRAL COSTANERA S.A.
- José Miguel Granged Bruñen
- GERENTE GENERAL CENTRAL DOCK SUD S.A.
- Gabriel Cerdá Apalategui
- GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS CENTRAL COSTANERA S.A.
- Bernardo Iribarri
- Alfredo Mauricio Vítolo
- Sebastián Piñera Echenique

PRINCIPALES EJECUTIVOS

GERENTE GENERAL: Miguel Ortiz Fuentes

GERENTE DE GENERACIÓN ARGENTINA

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS:

Gabriel Cerdá Apalategui

GERENTE DE RECURSOS HUMANOS:

Rigoberto Allendes Verdugo

GERENTE PLANIFICACIÓN Y CONTROL: Jorge Burlando

GERENTE COMERCIAL: Sergio Schmois

GERENTE DE PRODUCCIÓN: Francisco Monteleone

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

Se encuentra vigente un contrato a través del cual Endesa Chile asume la responsabilidad por la operación de Central Costanera S.A., obligándose a prestar a esta empresa servicios de supervisión de la gestión técnica, económica, financiera y administrativa, hasta mayo de 2007.

HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República Argentina.

Domicilio: Av. España 3301, Buenos Aires; Argentina.

OBJETO SOCIAL

El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización.

CAPITAL PAGADO \$ 188.522.713 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Héctor López Vilaseco (Presidente)
- GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Francisco Mezzadri (Vicepresidente)
- Antonio Cámaras Eguinoa
- Miguel Ortiz Fuentes
- GERENTE GENERAL CENTRAL COSTANERA S.A.
- Julio Valbuena Sánchez
- GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ENDESA CHILE
- Eduardo Adrián Carabajo
- José Luis Mazzone
- Javier Zuber

DIRECTORES SUPLENTES

- Fernando Antognazza
- GERENTE GENERAL HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.
- Francisco Domingo Monteleone
- GERENTE DE PRODUCCIÓN CENTRAL COSTANERA S.A.
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC INVERSORA S.A.
- José Miguel Granged Bruñen
- GERENTE GENERAL CENTRAL DOCK SUD S.A.
- Susana Alcira Arévalo
- Enrique Díaz
- Carlos Arturo Principi
- Rubén Paramidani

GERENTE GENERAL

Fernando Claudio Antognazza

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

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

ENDESA ARGENTINA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República Argentina.

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

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene como objeto social efectuar inversiones en empresas destinadas a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y su comercialización, así como realizar actividades financieras, con excepción de aquellas reservadas por la ley exclusivamente a los bancos.

CAPITAL PAGADO \$ 22.980.791 miles.

DIRECTORES TITULARES

- José Miguel Granged Bruñen (Presidente)
- GERENTE GENERAL CENTRAL DOCK SUD S.A.
- Néstor José Belgrano (Vicepresidente)
- Francisco Martín Gutiérrez

DIRECTORES SUPLENTES

- José María Hidalgo Martín-Mateos
- GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC INVERSORA S.A.
- Patricio Alberto Martín
- Marcelo A. Den Toom

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

Las relaciones comerciales con Endesa Chile son básicamente aquellas que se encuentran asociadas a las operaciones financieras y comerciales que esta sociedad debe desarrollar en Argentina.

HIDROINVEST S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República Argentina.

Domicilio: Av. España 3301, Buenos Aires; Argentina.

OBJETO SOCIAL

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

CAPITAL PAGADO \$ 10.149.225 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Héctor López Vilaseco (Presidente)
- GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Francisco Mezzadri (Vicepresidente)
- Héctor López Vilaseco
- GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Antonio Cámara Eguinoa
- Fernando Claudio Antognazza
- GERENTE GENERAL HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN S.A.
- Julio Valbuena Sánchez
- GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ENDESA CHILE
- Francisco Domingo Monteleone
- Carlos Principi

DIRECTORES SUPLENTES

- Viviana Soria
- Daniel Garrido
- GERENTE TRADING CEMSA
- José Miguel Granged Bruñen
- GERENTE GENERAL CENTRAL DOCK SUD S.A
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC
- INVERSORA S.A.
- Roberto Fagan
- GERENTE GENERAL CEMSA
- Gabriel Cerdá
- GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS CENTRAL COSTANERA S.A.
- Rigoberto Allendes Verdugo
- GERENTE RECURSOS HUMANOS CENTRAL COSTANERA S.A.
- Sergio Falzone

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Abierta, constituida en Brasil, con sede en Goiania.

Domicilio: Av. República del Líbano 2.417, oficina N°702, Ed. Paladium Center Goiania, Goiás - 74.115.030 – Brasil.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica y el comercio relacionado con estas actividades.

CAPITAL PAGADO \$ 144.462.473 miles.

DIRECTORES

- Francisco Javier Bugallo Sánchez (Presidente)
- GERENTE GENERAL CIEN
- Nicolás Pérez Pérez
- DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL CIEN
- Raimundo Cámara
- GERENTE ADMINISTRATIVO CIEN

PRINCIPALES EJECUTIVOS

- GERENTE GENERAL: Francisco Bugallo Sánchez
- GERENTE DE GENERACIÓN BRASIL
- DIRECTOR COMERCIAL:
- Manuel Herrera Vargas
- DIRECTOR COMERCIALIZACIÓN:
- Juan Pablo Herrera López

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA BRASIL PARTICIPACOES LTDA.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada constituida en Brasil, con sede en Rio de Janeiro.

Domicilio: Praia de Botafogo 228, oficina N°1.105, Rio de Janeiro, R.J. 22 359-900 - Brasil.

OBJETO SOCIAL

El objeto social comprende la participación en otras sociedades, como socia, accionista o cuotista; la prestación de servicios, inclusive la administración de bienes propios o de terceros relacionados al sector eléctrico; y la detección y estudio de nuevos mercados y alternativas de inversión, particularmente en el sector eléctrico.

CAPITAL PAGADO \$ 673.566 miles.

APODERADOS

- Francisco Javier Bugallo Sánchez
- GERENTE GENERAL CIEN
- Manuel Herrera Vargas
- DIRECTOR COMERCIAL CACHOEIRA DOURADA S.A.

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

INGENDESA DO BRASIL LTDA.**NATURALEZA JURÍDICA**

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada constituida en Brasil, con sede en la ciudad de Río de Janeiro.

Domicilio: Rua Uruguaiana N° 94, pavimento 05, Centro - Río de Janeiro, RJ - CEP 20.050 - 090, Brasil.

OBJETO SOCIAL

El objeto social comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades, en el país y en el extranjero, de forma directa e indirecta, para lo que podrá participar en sociedades o en consorcios de cualquier tipo.

CAPITAL PAGADO \$ 117.570 miles.

APODERADO

- Sergio Campos (Director General)

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EMPRESA ELÉCTRICA**PEHUENCHE S.A.
(PEHUENCHE S.A.)****NATURALEZA JURÍDICA**

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Abierta.

Rut: 96.504.980-0.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

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

CAPITAL PAGADO \$ 161.921.504 miles.

DIRECTORES

- Claudio Iglesia Guillard (Presidente)
GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Alan Fischer Hill (Vicepresidente)
GERENTE COMERCIAL ENDESA CHILE
- Leonardo Contreras Rivera
SUBGERENTE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
ENDESA CHILE
- Enrique Lozán Jiménez
• JEFE AREA PROCESOS Y SISTEMAS ENDESA CHILE
- Alejandro Wendling Aliaga
GERENTE EXPLOTACIÓN ENDESA CHILE
- Osvaldo Muñoz Díaz
JEFE AREA OPERACIÓN ENDESA CHILE
- Pedro Gatica Kerr
SUBGERENTE PLANIFICACIÓN DE GENERACIÓN
ENDESA CHILE

GERENTE GENERAL

Lucio Castro Márquez

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES

Pehuenche S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de sus centrales y de administración comercial y financiera. Asimismo, Pehuenche S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de compraventa de energía y potencia.

Con Ingendesa tiene suscrito los contratos de servicios hidrometeorológicos de la cuenca del Maule y Melado.

EMPRESA ELÉCTRICA**PANGUE S.A. (PANGUE S.A.)****NATURALEZA JURÍDICA**

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.589.170-6.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

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

CAPITAL PAGADO \$ 73.590.496 miles.

DIRECTORES

- Claudio Iglesia Guillard (Presidente)
GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Alan Fischer Hill (Vicepresidente)
GERENTE COMERCIAL ENDESA CHILE
- Alejandro Wendling Aliaga
GERENTE EXPLOTACIÓN ENDESA CHILE

GERENTE GENERAL

Lionel Roa Burgos

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

Pangue S.A. tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación y mantenimiento de su central y de administración comercial y financiera.

Con Ingendesa tiene suscrito los contratos de servicios hidrometeorológicos de la cuenca y control del sistema de auscultación de la presa Pangue.

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

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.770.940-9.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto principal explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, tanto nacional como internacional, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas. Además, tiene por objeto con carácter preferente hasta su conclusión, la construcción de una central termoeléctrica, la construcción y operación de un muelle o instalaciones marítimas, para carga y descarga de insumos y otros productos en el sector denominado Punta de Patache, al sur de Iquique, I Región. Asimismo, el objeto comprende la construcción de la línea de transmisión con sus subestaciones entre la central y la Mina de Cobre de Doña Inés de Collahuasi; y el refuerzo del Sistema Interconectado del Norte Grande.

CAPITAL PAGADO \$ 83.337.314 miles.

DIRECTORES

- Alejandro Wendling Aliaga (Presidente)
GERENTE EXPLOTACIÓN ENDESA CHILE
- Alan Fischer Hill
GERENTE COMERCIAL ENDESA CHILE
- Rodrigo Naranjo Martorell
GERENTE GENERAL PANGUE S.A.

GERENTE GENERAL

Eduardo Soto Trincado

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES

Celta tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

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

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.783.220-0.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

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

CAPITAL PAGADO \$ 31.529.181 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Alejandro Wendling Aliaga (Presidente)
GERENTE EXPLOTACIÓN ENDESA CHILE
- Javier García Burgos (Vicepresidente)
- Claudio Iglesias Guillard
GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Alan Fischer Hill
GERENTE COMERCIAL ENDESA CHILE
- Pedro Gatica Kerr

DIRECTORES SUPLENTES

- Alejandro García Chacón
Jefe Área Soporte Técnico ENDESA CHILE
- Joseph Lessard Meath
- Rodrigo Naranjo Martorell
Subgerente Comercialización ENDESA CHILE
- Osvaldo Muñoz Díaz
Jefe Área Operación ENDESA CHILE
- Claudio Betti Pruzzo

GERENTE GENERAL

Claudio Iglesias Guillard

GERENTE DE GENERACIÓN ENDESA CHILE

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES

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

Con Ingadesa tiene suscrito un contrato para el diseño y gestión ambiental de la central San Isidro. Con Transmisora Eléctrica de Quillota S.A. tiene contratos por el uso de los sistemas de transmisión, que le permite transmitir energía al Sistema Interconectado Central y con Electrogas S.A. tiene un contrato para el transporte del gas natural.

INVERSIONES ELÉCTRICAS QUILLOTA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.827.970-K.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto efectuar y mantener una inversión en acciones de la Compañía Eléctrica San Isidro S.A. o de la entidad que la suceda legalmente.

CAPITAL PAGADO \$ 15.687.240 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Alejandro Wendling Aliaga (Presidente)
GERENTE DE EXPLOTACIÓN ENDESA CHILE
- Javier García Burgos Benfield
- Claudio Iglesias Guillard
- Gerente Generación ENDESA CHILE

DIRECTORES SUPLENTES

- Alan Fischer Hill
GERENTE COMERCIAL ENDESA CHILE
- Joseph Lessard Meath
- Rodrigo Naranjo Martorell
GERENTE GENERAL PANGUE S.A.

GERENTE GENERAL

Claudio Iglesias Guillard

GERENTE GENERACIÓN ENDESA CHILE

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EMPRESA DE INGENIERÍA INGENDESA S.A. (INGENDESA)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.588.800-4.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

El objeto de la sociedad es la prestación de servicios de ingeniería, inspección de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, laboratorio, peritajes, gestión de empresas en sus diversos campos, y en general de servicios de consultoría en todas sus especialidades, tanto en el país como en el extranjero, ya sea en forma directa, asociada con o a través de terceros, para lo cual podrá formar o incorporarse a sociedades, corporaciones, fundaciones o consorcios de cualquier tipo.

CAPITAL PAGADO \$ 1.926.614 miles.

DIRECTORES

- Rafael Mateo Alcalá (Presidente)
- GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
ENDESA CHILE
- Rafael De Cea Chicano
- Santiago Sabugal García

GERENTE GENERAL

Juan Benabarre Benajiges

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES

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

SOCIEDAD CONCESIONARIA TÚNEL EL MELÓN S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.671.360-7.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

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

CAPITAL PAGADO \$ 8.932.247 miles.

DIRECTORES

- Alejandro González Dale (Presidente)
GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Jorge Ale Yarad
- Renato Fernández Baeza
GERENTE COMUNICACIÓN ENDESA CHILE

GERENTE GENERAL

Maximiliano Ruiz Ortiz

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

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

ENDESA INVERSIONES GENERALES S.A. (ENIGESA)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.526.450-7.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

La empresa tiene por objeto la adquisición, venta, administración y explotación, por cuenta propia o ajena, de toda clase de bienes muebles, inmuebles, valores mobiliarios, y demás efectos de comercio; efectuar estudios y asesorías; prestar toda clase de servicios; participar en toda clase de inversiones y en especial, las relacionadas con el negocio eléctrico; participar en toda clase de sociedades y llevar a cabo todas las operaciones, actos y contratos que se relacionen con el cumplimiento de los objetivos mencionados.

CAPITAL PAGADO \$ 2.470.089 miles.

DIRECTORES

- Alejandro González Dale
GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Juan Carlos Mundaca Álvarez
GERENTE DE RECURSOS HUMANOS ENDESA CHILE
- Jaime Montero Valenzuela
SUB GERENTE RELACIÓN CON INVERSORES
ENDESA CHILE

GERENTE GENERAL

Juan Carlos Mundaca Álvarez

GERENTE DE RECURSOS HUMANOS DE

ENDESA CHILE

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

Enigesa, en su calidad de propietaria de algunos de los inmuebles ocupados por Endesa Chile y filiales en el Área Metropolitana y administradora del Edificio Central, entrega a éstas los servicios de arriendo de oficinas, estacionamientos y bodegas e instalaciones deportivas.

INVERSIONES ENDESA NORTE S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.887.060-2.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto efectuar inversiones en proyectos energéticos en el Norte de Chile, vinculados a las sociedades Gasoducto Atacama Compañía Ltda.; Gasoducto Cuenca Noroeste Ltda.; y Noroeste Pacífico generación de Energía Ltda.; así como en Administradora Proyecto Atacama S.A.; o sus sucesoras legales.

CAPITAL PAGADO \$ 74.827.340 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Alejandro González Dale (Presidente)
- GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Manuel Irarrázaval Aldunate
- SUB GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Rafael Mateo Alcalá
- GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
ENDESA CHILE

DIRECTORES SUPLENTES

- Juan Benabarre Benajiges
- GERENTE GENERAL INGENDESA
- Raúl Arteaga Errázuriz
- SUBGERENTE COORDINACIÓN FINANCIERO CONTABLE
ENDESA CHILE
- Rafael De Cea Chicano

GERENTE GENERAL

Juan Benabarre Benajiges
GERENTE GENERAL INGENDESA

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La compañía no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EMGES A.S.A. E.S.P. (EMGES A)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Empresa de Servicio Público.

Domicilio: Carrera 11 N° 82-76, piso 3 Santa Fe de Bogotá, D.C. Colombia.

OBJETO SOCIAL

La empresa tiene como objetivo la generación y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con la generación de energía.

CAPITAL PAGADO \$ 700.273.325 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Andrés Regué Godall (Presidente)
- DIRECTOR ENDESA CHILE
- Rafael Errázuriz Ruiz-Tagle
- GERENTE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA ENDESA CHILE
- Alejandro González Dale
- GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS ENDESA CHILE
- Alejandro Zaccour Urdinola
- José Antonio Vargas Lleras
- Enrique Borda Villegas
- Pedro Arturo Rodríguez Tobo
- Camilo Sandoval Sotelo
- Juan Rincón Arévalo

DIRECTORES SUPLENTES

- Gustavo López Tobón
- Lucio Rubio Díaz
- GERENTE GENERAL DE EMGES A.S.A. E.S.P.
- Carlos Alberto Luna Cabrera
- Martha Veleño Quintero
- Fernando Gutiérrez Medina
- Alvaro José Cruz Tawil
- Henry Navarro Sánchez
- Héctor Zambrano Rodríguez
- Manuel Jiménez Castillo

PRINCIPALES EJECUTIVOS

- GERENTE GENERAL: Lucio Rubio Díaz
GERENTE DE GENERACIÓN COLOMBIA
ASESOR JURÍDICO: Andrés Cañas Rico
GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS:
Gustavo López Tobón
GERENTE CONTROL DE GESTIÓN: Juan Rincón Arévalo
GERENTE PRODUCCIÓN: Carlos Alberto Luna Cabrera
GERENTE COMERCIAL: Fernando Gutiérrez Medina
GERENTE DE COMUNICACIÓN: Gustavo Gómez Quin

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA S.A. E.S.P.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Empresa de Servicio Público.

Domicilio: Carrera 5 N° 6-28, Edificio Metropolitano, Torre B, piso 5º, Neiva, Colombia.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene como objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica.

CAPITAL PAGADO \$ 392.608.034 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Lucio Rubio Díaz (Presidente)
- GERENTE GENERAL ENGES A.S.A. E.S.P.
- Alejandro Zaccour Urdinola
- Alejandro González Dale
- GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS ENDESA CHILE
- Rafael Errázuriz Ruiz-Tagle
- GERENTE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA ENDESA CHILE
- Mario Scarpetta Gnecco

DIRECTORES SUPLENTES

- Andrés Regué Godall
- DIRECTOR ENDESA CHILE
- Luis Humberto Ustariz
- Fernando Gutiérrez Medina
- Alvaro José Cruz Tawil
- Carlos Alberto Luna Cabrera
- GERENTE GENERAL. CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA

GERENTE GENERAL

Carlos Alberto Luna Cabrera

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

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

CAPITAL ENERGÍA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Comercial.

Domicilio: Santafé de Bogotá, D.C. Colombia.

OBJETO SOCIAL

La empresa tiene por objeto participar como "compañía inversionista" y llegar a ser adjudicataria en el proceso de capitalización de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá S.A. E.S.P. Asimismo, efectuar inversiones en sociedades dedicadas a la generación y/o distribución y/o comercialización y/o transmisión de energía eléctrica.

CAPITAL PAGADO \$ 415.714.494 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Andrés Regué Godall
- DIRECTOR ENDESA CHILE
- Rafael Errázuriz Ruiz-Tagle
- GERENTE DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA ENDESA CHILE
- Lucio Rubio Díaz
- GERENTE GENERAL EMGEZA S.A. E.S.P.
- Alejandro González Dale
- GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS ENDESA CHILE
- Alvaro José Cruz Tawil

DIRECTORES SUPLENTES

- Fernando Gutiérrez
- Carlos Alberto Luna Cabrera
- Gustavo López Tobón
- Juan Manuel Pardo Gómez
- Isabel Cristina Solano

GERENTE GENERAL

Lucio Rubio Díaz

GERENTE GENERAL EMGEZA S.A. E.S.P.

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

EDEGEL S.A.A. (EDEGEL)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Lima, República del Perú.

Domicilio: Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 147 Vía Principal N° 102 Centro Empresarial Camino Real , San Isidro, Lima, Perú.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto principal dedicarse, en general, a las actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su objeto social principal.

CAPITAL PAGADO \$ 463.747.210 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Héctor López Vilaseco (Presidente)
- GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Javier García Burgos Benfield (Vicepresidente)
- José Griso Ginés
- GERENTE GENERAL EDEGEL
- Juan Benabarre Benaijes
- GERENTE GENERAL INGENDESA
- Fritz Du Bois Freund
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- GERENTE GENERAL EDESUR Y DISTRILEC INVERSORA
- Ricardo Harten Costa
- Alfonso Bustamante Canny

DIRECTORES SUPLENTES

- José Graña Miró-Quesada
- Edwin Vásquez Sánchez
- Francisco García Calderón
- Roberto Cornejo Spickernagel
- Milagros Noriega Cerna
- Jaime Zavala Costa
- Joseph Lessard Meath

PRINCIPALES EJECUTIVOS

- GERENTE GENERAL: José Griso Ginés
 GERENTE DE GENERACIÓN PERÚ
 SUB GERENTE ASESORÍA LEGAL: Joanna Zegarra Pellane
 GERENTE FINANZAS: Milagros Noriega Cerna
 GERENTE EXPLOTACIÓN: Julián Cabello Yong
 GERENTE COMERCIAL: Robert Cornejo Spickernagel

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GENERANDES PERÚ S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Lima, República del Perú.

Domicilio: Av. Víctor Andrés Belaúnde N°147, Torre Real, San Isidro, Lima, Perú.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.

CAPITAL PAGADO \$ 198.987.190 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Héctor López Vilaseco (Presidente)
- GERENTE GENERAL ENDESA CHILE
- Javier García Burgos Benfield (Vicepresidente)
- José Griso Ginés
- GERENTE GENERAL EDEGEL
- Juan Benabarre Benaijes
- GERENTE GENERAL INGENDESA
- José María Hidalgo Martín-Mateos
- GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC INVERSORA S.A.
- Mario Valcarce Durán
- GERENTE GENERAL ENERSIS S.A.
- Joseph Lessard Meath
- Fritz Du Bois Freund

DIRECTORES SUPLENTES

- Edwin Vásquez Sánchez
- Juan Antonio Rozas Mori
- César Montero Flores
- Julio Lemaitre Solares
- Steve Pearlman
- Milagros Noriega Cerna
- Roberto Cornejo Spickernagel
- Guillermo Lozada Pozo

PRINCIPALES EJECUTIVOS

- GERENTE GENERAL: José Griso Ginés
 GERENTE GENERAL EDEGEL
 GERENTE DE FINANZAS: Milagros Noriega Cerna

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

COMPAÑÍA ELÉCTRICA CONO SUR S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en Ciudad de Panamá, República de Panamá.

Domicilio: Edificio Omega. Av. Samuel Lewis y Calle 53, Apartado Postal 4493, Panamá 5, República de Panamá.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto desarrollar cualquier actividad de carácter comercial, industrial y financiero; generar, transmitir, suministrar y distribuir o comercializar energía eléctrica; adquirir y vender acciones, valores y bienes en general, así como cualquier otra actividad lícita que acuerde el Directorio o la Asamblea de Accionistas.

CAPITAL PAGADO \$ 924.324.645 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Alejandro González Dale (Presidente)
GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Manuel Irarrázaval Aldunate
SUB GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Alfredo Ergas Segal
GERENTE REGIONAL DE FINANZAS ENERSIS S.A.
- Carlos Martín Vergara
FISCAL ENDESA CHILE

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La compañía no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

LAJAS INVERSORA S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en Ciudad de Panamá, República de Panamá.

Domicilio: Edificio Omega. Av. Samuel Lewis y Calle 53, Apartado Postal 4493, Panamá 5, República de Panamá.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto desarrollar cualquier actividad de carácter comercial, industrial y financiero; generar, transmitir, suministrar y distribuir o comercializar energía eléctrica; adquirir y vender acciones, valores y bienes en general, así como cualquier otra actividad lícita que acuerde el Directorio o la Asamblea de Accionistas.

CAMBIO DE NOMBRE

El cambio de nombre de Lajas Holding Inc. a Lajas Inversora S.A. se adoptó en Asamblea General Extraordinaria de Accionistas, celebrada en Santiago de Chile el día 16 de agosto del año 2001.

CAPITAL PAGADO \$ 406.584.648 miles.

DIRECTORES

- Carlos Martín Vergara (Presidente)
FISCAL ENDESA CHILE
- Alejandro González Dale (Tesorero)
GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS ENDESA CHILE
- Alfredo Ergas Segal
GERENTE REGIONAL DE FINANZAS ENERSIS S.A.
- Manuel Irarrázaval Aldunate
SUB GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- José Griso Ginés
GERENTE GENERAL EDECEL

GERENTE GENERAL

Francisco Javier Bugallo Sánchez
GERENTE GENERAL CIEN

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La compañía no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ENDESA CHILE INTERNACIONAL

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Compañía Exenta constituida en Cayman Islands, BWI.

Domicilio: Caledonian Bank & Trust Limited, Caledonian House, Mary Street P.O. Box 1043, George Town, Grand Cayman, Cayman Islands.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene como objeto realizar todo negocio o actividad de acuerdo con la legislación de Cayman Islands. Básicamente, los negocios y actividades están referidas al área financiera, con excepción de aquellas que la ley reserva a los bancos y con prohibición de efectuar negocios con firmas o personas domiciliadas en Cayman Islands.

CAMBIO DE NOMBRE

El cambio de nombre de Endesa Chile Overseas Co. a Endesa Chile Internacional se adoptó por Resolución de los Accionistas de la Compañía, de fecha 16 de agosto del año 2001. Esta resolución se protocolizó, bajo el N° 138, el día 20 de agosto del año 2001, en la Notaría de Santiago de don Fernando Opazo Larraín.

CAPITAL PAGADO \$ 483.372.831 miles.

DIRECTORES

- Alejandro González Dale
GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS ENDESA CHILE
- Carlos Martín Vergara
FISCAL ENDESA CHILE
- Manuel Irarrázaval Aldunate
SUB GERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Alfredo Ergas Segal
GERENTE REGIONAL DE FINANZAS ENERSIS S.A.

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

El propósito de esta filial es obtener recursos financieros destinados al proceso de internacionalización de Endesa Chile. Para tales efectos ha obtenido créditos de diversas fuentes, contando para esto con la garantía de Endesa Chile. A su vez parte de los fondos obtenidos han sido prestados a empresas filiales y coligadas de Endesa Chile.

COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL MERCOSUR S.A. (CEMSA)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires.

Domicilio: Avenida España 3301, Sector B, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto principal la compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados con la actividad antes mencionada, todo ello con forme a la normativa vigente. La sociedad podrá realizar, a tales efectos, todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con su objeto social, teniendo, para ello, plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no sean prohibidos por las leyes o por este estatuto.

CAPITAL PAGADO \$ 7.810.289 miles.

DIRECTORES TITULARES

- José María Hidalgo Martín-Mateos (Presidente)
GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC INVERSORA S.A.
- José Agustín Venegas Maluenda (Vicepresidente)
GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE
- Francisco Javier Bugallo Sánchez
GERENTE GENERAL CIEN

DIRECTORES SUPLENTES

- Juan Carlos Blanco
GERENTE COMERCIAL CEMSA
- Roberto José Fagan
GERENTE GENERAL CEMSA
- Daniel Garrido
GERENTE DE TRADING CEMSA

GERENTE GENERAL

Roberto José Fagan
GERENTE GENERAL CEMSA

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR S.A. (CTM)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires.

Domicilio: Bartolomé Mitre 797, piso 13, Buenos Aires, Argentina.

OBJETO SOCIAL

Tiene por objeto dedicarse a las siguientes actividades:
Comercial: Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá: participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

CAPITAL PAGADO \$ 7.901.702 miles.

DIRECTORES TITULARES

- José María Hidalgo Martín-Mateos (Presidente)
GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC INVERSORA S.A.
- Francisco Javier Bugallo Sánchez
GERENTE GENERAL CIEN
- José Agustín Venegas Maluenda
GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE

DIRECTORES SUPLENTES

- Arturo Papalardo
GERENTE OPERACIONES CTM
- Juan Carlos Blanco
GERENTE COMERCIAL CEMSA
- Roberto José Fagan
GERENTE GENERAL CEMSA

GERENTE GENERAL

Francisco Javier Bugallo Sánchez
GERENTE GENERAL CIEN

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

TRANSPORTADORA DE ENERGÍA S.A. (TESA)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República Argentina.

Domicilio: Bartolomé Mitre N° 797, Piso 13, Oficina 79, Buenos Aires, República Argentina.

OBJETO SOCIAL

El objeto social comprende prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional, y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines, incluyendo expresamente pero no limitando a, constituirse como parte en contratos de construcción, operación y mantenimiento para el inicio y/o ampliación de líneas de transporte de energía eléctrica, participar en la financiación de proyectos relacionados directa o indirectamente con dichos emprendimientos como prestataria y/o prestamista y/o garante y/o avalista, a cuyo efecto podrá otorgar garantías a favor de terceros. Se excluyen expresamente todas aquellas actividades comprendidas en la Ley de Entidades Financieras y toda otra que requiera el concurso del ahorro público.

CAPITAL PAGADO \$ 8.367.689 miles.

DIRECTORES TITULARES

- José María Hidalgo Martín-Mateos (Presidente)
GERENTE GENERAL EDESUR S.A. y DISTRILEC INVERSORA S.A.
- Francisco Javier Bugallo Sánchez
GERENTE GENERAL CIEN
- José Agustín Venegas Maluenda
GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE

DIRECTORES SUPLENTES

- Arturo Papalardo
GERENTE OPERACIONES CTM
- Juan Carlos Blanco
GERENTE COMERCIAL CEMSA
- Roberto José Fagan
GERENTE GENERAL CEMSA

GERENTE GENERAL

Francisco Javier Bugallo Sánchez
GERENTE GENERAL CIEN

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

**COMPAÑÍA DE
INTERCONEXIÓN
ENERGÉTICA S.A. (CIEN)**

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima constituida bajo las leyes de Brasil, con sede en Río de Janeiro.

Domicilio: Praia de Botafogo 228, Ala B, 4^º andar, Río de Janeiro, R.J. 22 359-900 - Brasil.

OBJETO SOCIAL

La compañía tiene como objeto social la actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación.

CAPITAL PAGADO \$ 108.488.434 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Marcelo Liévenes Rebolledo (Presidente)
GERENTE GENERAL AMPLIA
- Roberto José Fagan
GERENTE GENERAL CEMSA
- José Venegas Maluenda
GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN ENDESA CHILE

DIRECTORES SUPLENTES

- Nicolás Pérez Pérez
DIRECTOR PLANIFICACIÓN Y CONTROL CIEN
- Francisco Javier Bugallo Sánchez
GERENTE GENERAL CIEN
- Vacante

GERENTE GENERAL

Francisco Javier Bugallo Sánchez

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ELECTROGAS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.806.130-5.

Domicilio: Apoquindo 3076 oficina 402, Las Condes, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia y ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

CAPITAL PAGADO \$ 10.703.686 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Jaime Fuenzalida Alessandri (Presidente)
- Claudio Iglesias Guillard
GERENTE DE GENERACIÓN CHILE
- Gabriel Alejandro Marcuz
- Pedro Gatica Kerr
SUBGERENTE PLANIFICACIÓN DE GENERACIÓN ENDESA CHILE
- Andrés Vargas de la Piedra

DIRECTORES SUPLENTES

- Daniel Martínez Bonasco
- Felipe Aldunate Hederra
- Pedro Cruz Viné
SUBGERENTE TRADING ENDESA CHILE
- Gustavo Rioseco Wakerling
- Francisco Courbis Grez

GERENTE GENERAL

Carlos Andreani Luco

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

Se encuentra vigente un contrato por transporte de gas natural con la Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

**TRANSMISORA ELÉCTRICA
DE QUILLOTA LTDA.
(TRANSQUILLOTA)**

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Rut: 77.017.930-0.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

La empresa tiene por objeto social el transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

CAPITAL PAGADO \$ 3.507.137 miles.

APODERADOS TITULARES

- Rodrigo Naranjo Martorell
GERENTE GENERAL PANGUE S.A.
- Gabriel Carvajal Menególez
SUB GERENTE TRANSPORTE ENDESA CHILE
- Felipe Aldunate Hederra
- Eduardo Morel Montes

APODERADOS SUPLENTES

- Alfonso Bahamondes Morales
- Alejandro Larenas Mantellero
- Enrique Sánchez Novoa
SUBGERENTE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS SAN ISIDRO
- Ricardo Sáez Sánchez

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES

Con San Isidro S.A. tiene contratos por el uso de los sistemas de transmisión, que le permite transmitir energía al Sistema Interconectado Central.

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING LIMITADA

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Rut: 76.014.570-K.

Domicilio: Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

La Sociedad tiene por Objeto de la sociedad: A) La participación directa o indirecta a través de cualquier tipo de asociación, en sociedades que tengan por objeto una o más de las siguientes actividades: i) El transporte de gas natural en cualquiera de sus formas; ii) La generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía, iii) Financiamiento de las actividades señaladas en i) y ii) precedente que desarrollan terceros relacionados; B) La percepción e inversión de los bienes que se inviertan. Quedan comprendidas en el objeto social todas las actividades lucrativas relacionadas con la ya citadas y otros negocios que los socios acuerden.

CAPITAL PAGADO \$ 177.562.499 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Rafael Mateo Alcalá
GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
ENDESA CHILE
- Tom Miller
- Alfredo Ergas Segal
GERENTE REGIONAL FINANZAS ENERSIS S.A.
- Francisco Mezzadri

DIRECTORES SUPLENTES

- Rafael De Cea Chicano
- David Baughman
- Juan Benabarre Benajiges
GERENTE GENERAL INGENDESA
- David Kehoe

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE:

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASATACAMA S.A. (GASATACAMA)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada. Esta sociedad se transformó a Sociedad Anónima con fecha 17 de diciembre de 2003, manteniendo los accionistas la misma participación.

Rut: 96.830.980-3.

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

OBJETO SOCIAL

La sociedad tendrá por objeto: a) la administración y dirección de las sociedades Gasoducto Atacama Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina Limitada, GasAtacama Generación Limitada y de las demás sociedades que acuerden los socios; b) la inversión de sus recursos, por cuenta propia o ajena, en toda clase de bienes muebles o inmuebles, corporales o incorporales, valores, acciones y efectos de comercio.

CAPITAL PAGADO \$ 162.473.231 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Rafael Mateo Alcalá (Presidente)
GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
ENDESA CHILE
- Alejandro González Dale
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Tom Miller
- Francisco Mezzadri Moreno

DIRECTORES SUPLENTES

- Juan Benabarre Benajiges
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Rafael De Cea Chicano
- David Kehoe
- David Baughman

GERENTE GENERAL

Rudolf Araneda Kauert

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASODUCTO ATACAMA CHILE S.A. (GASODUCTO ATACAMA CHILE)

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada. Esta sociedad se transformó a Sociedad Anónima con fecha 17 de diciembre de 2003, manteniendo los accionistas la misma participación.

Rut: 78.882.820-9.

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

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto el transporte de gas natural, por sus propios medios o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción y emplazamiento de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

CAPITAL PAGADO \$ 35.744.695 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Rafael Mateo Alcalá (Presidente)
GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
ENDESA CHILE
- Alejandro González Dale
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Tom Miller
- Francisco Mezzadri Moreno

DIRECTORES SUPLENTES

- Juan Benabarre Benajiges
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Rafael De Cea Chicano
- David Kehoe
- David Baughman

GERENTE GENERAL

Rudolf Araneda Kauert

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE Y FILIALES

Se encuentra vigente un contrato con Endesa Chile por transporte de gas natural para la central Taltal.

**GASATACAMA
GENERACIÓN S.A.
(GASATACAMA GENERACIÓN)**

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada. Esta sociedad se transformó a Sociedad Anónima con fecha 17 de diciembre de 2003, manteniendo los accionistas la misma participación.

Rut: 78.932.860-9.

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

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto: a) explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) la compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) la venta y prestación de servicios de ingeniería; d) la obtención, transferencia, compra, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) invertir en toda clase de bienes, corporales o incorporables, muebles o inmuebles; f) la organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades definidas anteriormente.

CAPITAL PAGADO \$ 67.388.344 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Rafael Mateo Alcalá (Presidente)
GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
ENDESA CHILE
- Alejandro González Dale
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Tom Miller
- Francisco Mezzadri Moreno

DIRECTORES SUPLENTES

- Juan Benabarre Benaijes
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Rafael De Cea Chicano
- David Kehoe
- David Baughman

GERENTE GENERAL

Rudolf Araneda Kauert

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

**GASODUCTO ATACAMA
ARGENTINA S.A.
(GASODUCTO ATACAMA
ARGENTINA)**

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada. Esta sociedad se transformó a Sociedad Anónima con fecha 17 de diciembre de 2003, manteniendo los accionistas la misma participación.

Rut: 78.952.429-3.

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

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto el transporte de gas natural, por medio propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Esta sociedad estableció una agencia en Argentina, bajo el nombre "Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina", y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

CAPITAL PAGADO \$ 58.821.686 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Rafael Mateo Alcalá (Presidente)
GERENTE DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE
ENDESA CHILE
- Alejandro González Dale
GERENTE DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
ENDESA CHILE
- Tom Miller
- Francisco Mezzadri Moreno

DIRECTORES SUPLENTES

- Juan Benabarre Benaijes
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Rafael De Cea Chicano
- David Kehoe
- David Baughman

GERENTE GENERAL

Rudolf Araneda Kauert

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

INVERSIONES ELECTROGAS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada.

Rut: 96.889.570-2.

Domicilio: Apoquindo 3076, oficina 402, Las Condes, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

El objeto de la sociedad es comprar, vender, invertir y mantener acciones de la Sociedad Anónima Cerrada Electrogas S.A.

CAPITAL PAGADO \$ 10.666.916 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Jaime Fuenzalida Alessandri (Presidente)
- Alejandro Marcuz
- Pedro Gatica Kerr
- Claudio Iglesias Guillard
- GERENTE DE GENERACIÓN
ENDESA CHILE
- Daniel Martínez Bonasco

DIRECTORES SUPLENTES

- Andrés Vargas de la Piedra
- Felipe Aldunate Hederra
- Pedro Cruz Viné
- Gustavo Rioseco Wakerling
- Francisco Courbis Grez

GERENTE GENERAL

Carlos Andreani Luco

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASODUCTO TALTAL S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad Anónima Cerrada. Esta sociedad se transformó a Sociedad Anónima con fecha 17 de diciembre de 2003, manteniendo los accionistas la misma participación.

Rut: 77.032.280-4.

Domicilio: Santa Rosa 76, Santiago.

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene por objeto transportar, comercializar y distribuir gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno, especialmente entre las localidades de Mejillones y Paposo en la II Región, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

CAPITAL PAGADO \$ 1.739.202 miles.

DIRECTORES TITULARES

- Rudolf Araneda Kauert
GERENTE GENERAL GASATACAMA S.A.
- Pedro de la Sotta Sánchez
- Rafael Zamorano Chaparro
- Matías Avendaño Morán

DIRECTORES SUPLENTES

- Alejandro Amenábar Tirado
- Alejandro Sáez Carreño
- Eric Bongardt Boettiger
- Luis Vergara Aguilar

GERENTE GENERAL

Rudolf Araneda

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

CONSORCIO INGENDESA-MINMETAL LTDA.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Rut: 77.573.910-K.

Domicilio: Santa Rosa N° 76, Santiago, Chile.

OBJETO SOCIAL

El objeto social comprende la prestación de servicios propios de la ingeniería, comprendiéndose en ellos la proyección, planificación y ejecución de estudios y proyectos de ingeniería, asesorías y consultorías, el otorgamiento de asistencia e información técnica y la administración, inspección y desarrollo de proyectos y obras. Podrá ejecutar además, por cuenta propia o ajena, toda clase de obras, montar y poner en marcha, para sí o para terceros, todo tipo de establecimientos, industriales o no, comercializando para sí o para terceros los bienes y/o servicios producidos. En general, la sociedad podrá desarrollar todas las actividades relacionadas directa o indirectamente con las operaciones mencionadas, toda suerte de actos mercantiles, inclusive la compraventa de muebles, la exportación e importación, y todos aquellos otros negocios que los socios acuerden, relacionados con las actividades precedentemente señaladas. Además de lo ya expresado, será objeto especial de la sociedad la adjudicación y ejecución de las obras de construcción e ingeniería que conforman el contrato denominado LD-14.1 Asesoría Técnica y Administrativa a la Inspección Fiscal del Contrato de Construcción LD-4.1 del Proyecto Laja - Diguillín.

CAPITAL PAGADO \$ 2.000 miles.

APODERADOS TITULARES

- Juan Benabarre Benajes
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Carlos Freire Canto

APODERADOS SUPLENTES

- Rodrigo Alcaíno Mardones
GERENTE INGENIERÍA INGENDESA
- Rodrigo Muñoz Pereira
- Alejandro Mercados Herreros
- Osvaldo Dunner Reich

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOCIEDAD CONSORCIO INGENDESA - ARA LTDA.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, inscrita por escritura pública de fecha 18 de octubre de 2004, otorgada en la notaría de Santiago de Gabriel Ogalde Rodríguez, extracto publicado en el Diario Oficial con fecha 15 de Noviembre de 2004. Inscrita en el Registro de Comercio a cargo del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 36118, N° 26931, correspondiente al año 2004.

Rut: 76.197.570-6

Domicilio: Santa Rosa 76 piso 10, Santiago, Chile, sin perjuicio de sucursales o agencias.

OBJETO SOCIAL

Prestación de servicios de ingeniería, comprendiéndose en ellos la proyección, planificación y ejecución de estudios y proyectos de ingeniería, asesorías y consultorías, otorgamiento de asistencia e información técnica y la administración, inspección y desarrollo de proyectos y obras. Además, por cuenta propia o ajena, toda clase de obras, montar y poner en marcha, para sí o para terceros, todo tipo de establecimientos, industriales o no, comercializando para sí o para terceros los bienes o servicios producidos. En general, desarrollar las actividades relacionadas directa o indirectamente con las operaciones mencionadas, toda suerte de actos mercantiles, inclusive compraventa de muebles, la exportación e importación, y todos aquellos negocios que los socios acuerden, relacionados con las actividades señaladas. Además de lo señalado, será objeto especial de la sociedad la adjudicación y ejecución del Contrato de Asesoría a la Inspección Fiscal Contrato de Concesión centro de Justicia de Santiago.

CAPITAL PAGADO \$ 1.000 miles.

APODERADOS TITULARES

- Juan Benabarre Benajes
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Alejandro Santolaya de Pablo

APODERADOS SUPLENTES

- Rodrigo Alcaíno Mardones
GERENTE INGENIERÍA INGENDESA
- Alejandro Mercados Herreros
- Elías Arce Cyr
- Cristián Araneda Valdibieso

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

**CONSORCIO
ARA - INGENDESA LTDA.**

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, inscrita por escritura pública de fecha 12 julio de 2001, otorgada en la notaría de Santiago de Pedro Revco Hormazabal, extracto publicado en el Diario Oficial con fecha 24 de Noviembre de 2001. Inscrita en el Registro de Comercio a cargo del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 18436, N° 14799, correspondiente al año 2001.

Rut: 77.625.850-4

Domicilio: Santa Rosa 76 piso 10, Santiago, Chile, sin perjuicio de sucursales o agencias.

OBJETO SOCIAL

Prestación de servicios de ingeniería, comprendiéndose en ellos la proyección, planificación y ejecución de estudios y proyectos de ingeniería, asesorías y consultorías, otorgamiento de asistencia e información técnica y la administración, inspección y desarrollo de proyectos y obras. Además, por cuenta propia o ajena, toda clase de obras, montar y poner en marcha, para sí o terceros, todo tipo de establecimientos, industriales o no, comercializando para sí o terceros los bienes o servicios producidos. En general, desarrollar las actividades relacionadas directa o indirectamente con las operaciones mencionadas, toda suerte de actos mercantiles, inclusive compraventa de muebles, la exportación e importación, y todos aquellos negocios que los socios acuerden, relacionadas con las actividades señaladas.

CAPITAL PAGADO \$ 1.000 miles.

APODERADOS TITULARES

- Juan Benabarre Benaiges
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Alejandro Santolaya de Pablo

APODERADOS SUPLENTES

- Fernando Orellana Welch
GERENTE COMERCIAL INGENDESA
- Alejandro Mercados Herreros
- Rodrigo Alcaíno Mardones
GERENTE INGENIERÍA INGENDESA
- Elías Arce Cyr
- Cristián Araneda Valdibieso

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

PROGAS S.A.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Sociedad de Responsabilidad Limitada, inscrita por escritura pública de fecha 12 julio de 2001, otorgada en la notaría de Santiago de Pedro Revco Hormazabal, extracto publicado en el Diario Oficial con fecha 24 de Noviembre de 2001. Inscrita en el Registro de Comercio a cargo del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 18436, N° 14799, correspondiente al año 2001.

Rut: 77.625.850-4

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

OBJETO SOCIAL

Desarrollar en la primera, segunda y tercera regiones del país, los siguientes giros: a) la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural; b) la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; c) la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales y ejecución de obras relacionadas con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su ejecución y desarrollo; d) toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

CAPITAL PAGADO \$ 1.161 miles.

DIRECTORES

- Rudolf Araneda Kauert
- Luis Cerdá Ahumada
- Pedro de la Sotta Sánchez

APODERADOS TITULARES

- Juan Benabarre Benaiges
GERENTE GENERAL INGENDESA
- Alejandro Santolaya de Pablo

APODERADOS SUPLENTES

- Fernando Orellana Welch
GERENTE COMERCIAL INGENDESA
- Alejandro Mercados Herreros
- Rodrigo Alcaíno Mardones
GERENTE INGENIERÍA INGENDESA
- Elías Arce Cyr
- Cristián Araneda Valdibieso

GERENTE GENERAL

Alejandro Saez Carreño

ENERGEX CO.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Compañía Exenta constituida en Cayman Islands, BWI.

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

OBJETO SOCIAL

La sociedad tiene como objeto realizar todo negocio o actividad de acuerdo con la legislación de Cayman Islands. En el caso de los negocios y actividades referidas al área financiera, se exceptúan aquellas que la ley reserva a los bancos. Además tiene prohibición de efectuar negocios con firmas o personas domiciliadas en Cayman Islands.

CAPITAL PAGADO \$ 5.574 miles.

DIRECTORES

- William J. Haener (Presidente)
- Mario Valcarce Durán
GERENTE GENERAL ENERSIS S.A.
- Alfredo Ergas Segal
GERENTE REGIONAL FINANZAS ENERSIS S.A.
- Rodney E. Boulanger

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ATACAMA FINANCE CO.

NATURALEZA JURÍDICA

Tipo de Entidad: Compañía Exenta constituida en Cayman Islands, BWI.

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

OBJETO SOCIAL

El principal objetivo de la sociedad incluye el endeudamiento en dinero en el mercado financiero a través de créditos acordados o la emisión de bonos u otros títulos y el préstamo en dinero a otras compañías, en particular aquellas que tengan relación con el Proyecto Atacama.

CAPITAL PAGADO \$ 3.511.620 miles.

PRESIDENTE

- William J. Haener

DIRECTORES

- Mario Valcarce Durán
GERENTE GENERAL ENERSIS S.A.
- Alfredo Ergas Segal
GERENTE REGIONAL FINANZAS ENERSIS S.A.
- Rodney E. Boulanger

RELACIONES COMERCIALES CON ENDESA CHILE

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

108	INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES
110	BALANCES GENERALES INDIVIDUALES
112	ESTADOS DE RESULTADOS INDIVIDUALES
113	ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO INDIVIDUALES
115	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
151	INFORME DE LOS INSPECTORES DE CUENTA
152	ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

"Con excepción de los Estados Financieros y sus correspondientes Notas, la información restante contenida en la presente Memoria Anual no ha sido auditada"

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES



Informe de los Auditores Independientes

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

1. Hemos efectuado una auditoría a los balances generales de Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y a los correspondientes estados de resultados y de flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la administración de Empresa Nacional de Electricidad S.A.. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, con base en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003 de ciertas filiales y coligadas, las cuales representan, a nivel consolidado un 38,87% de los activos totales y un 38,78% de los ingresos, respectivamente (49,61% y 39,38% en 2003). Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas filiales y coligadas, está basada únicamente en los informes emitidos por esos auditores.
2. Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los importes y las informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías y los informes de los otros auditores constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.



3. Los mencionados estados financieros individuales han sido preparados para reflejar la situación financiera individual de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y para ser presentados a la Superintendencia de Valores y Seguros, a base de los criterios descritos en nota 2 (a), antes de proceder a la consolidación, línea a línea, de los estados financieros de las filiales detalladas en nota 11. En consecuencia, para su adecuada interpretación, estos estados financieros individuales deben ser leídos y analizados en conjunto con los estados financieros consolidados de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y sus filiales, los que son requeridos por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.
4. En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros individuales presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con los principios descritos en nota 2 (a).

A handwritten signature consisting of stylized initials and the name 'Cristián Bastián E.' written below them.

Santiago, 21 de enero de 2005

ERNST&YOUNG LTDA.

BALANCES GENERALES INDIVIDUALES

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003

(En miles de pesos)

ACTIVOS	2004 M\$	2003 M\$
ACTIVO CIRCULANTE:		
Disponible	88.588	18.563
Depósitos a plazo	38.351.517	5.093.359
Valores negociables	3.658	3.658
Deudores por ventas	21.072.503	22.536.619
Documentos por cobrar	-	601.060
Deudores varios	24.398.876	66.108.545
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	48.266.518	34.248.491
Existencias	4.966.948	3.714.416
Impuestos por recuperar	8.229.246	23.069.442
Gastos pagados por anticipado	1.125.362	1.084.865
Impuestos diferidos	2.311.880	711.413
Otros activos circulantes	11.310.522	1.787.492
Total activos circulantes	160.125.618	158.977.923
ACTIVO FIJO:		
Terrenos	26.731.111	15.462.632
Construcciones y obras de infraestructura	2.098.397.742	2.072.517.461
Maquinarias y equipos	38.351.985	7.911.851
Otros activos fijos	42.271.211	19.887.695
Mayor valor por retasación técnica activo fijo	11.261.799	11.016.928
Depreciación acumulada	(1.070.510.958)	(1.029.316.756)
Total activos fijos	1.146.502.890	1.097.479.811
OTROS ACTIVOS:		
Inversiones en empresas relacionadas	1.939.313.916	2.072.191.117
Inversiones en otras sociedades	2.134.766	2.122.488
Menor valor de inversiones	3.044.664	3.217.820
Mayor valor de inversiones	(12.824.889)	(16.952.154)
Deudores a largo plazo	1.651.313	3.788.566
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	141.624.110	224.497.553
Otros	29.806.134	43.249.717
Total otros activos	2.104.750.014	2.332.115.107
TOTAL ACTIVOS	3.411.378.522	3.588.572.841

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

	2004 M\$	2003 M\$
PASIVOS Y PATRIMONIO		
PASIVO CIRCULANTE:		
Obligaciones con bancos e instituciones financieras:		
A largo plazo, porción circulante	11.031.212	22.503.059
Obligaciones con el público (bonos)	43.815.339	47.611.237
Cuentas por pagar	17.581.280	24.989.619
Acreedores varios	1.015.020	885.678
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	56.868.169	124.907.846
Provisiones	6.288.757	11.862.231
Retenciones	261.906	156.014
Impuesto a la renta	479.231	6.427.717
Otros pasivos circulantes	1.216.691	892.362
Total pasivos circulantes	138.557.605	240.235.763
PASIVO A LARGO PLAZO:		
Obligaciones con bancos e instituciones financieras	165.043.022	243.642.503
Obligaciones con el público (bonos)	1.426.562.272	1.534.642.639
Acreedores varios	24.354.413	753.133
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	32.855.442	93.392
Provisiones	6.922.878	5.207.219
Impuestos diferidos a largo plazo	23.212.491	17.151.031
Otros pasivos a largo plazo	24.972.418	16.861.395
Total pasivos a largo plazo	1.703.922.936	1.818.351.312
PATRIMONIO:		
Capital pagado	1.076.448.692	1.076.448.692
Sobreprecio en venta de acciones propias	211.158.771	211.158.771
Otras reservas	23.237.060	48.683.642
Utilidades acumuladas	174.264.702	111.880.086
Utilidad del ejercicio	83.788.756	80.084.185
(Déficit) Superávit acumulado en período de desarrollo-filiales	-	1.730.390
Total patrimonio	1.568.897.981	1.529.985.766
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	3.411.378.522	3.588.572.841

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

ESTADOS DE RESULTADOS INDIVIDUALES

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003
(En miles de pesos)

	2004 M\$	2003 M\$
RESULTADOS OPERACIONALES :		
Ingresos de explotación	397.228.592	360.576.784
Costos de explotación	(314.685.312)	(279.308.231)
MARGEN DE EXPLOTACION	82.543.280	81.268.553
GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	(17.014.852)	(15.492.576)
RESULTADO OPERACIONAL	65.528.428	65.775.977
RESULTADOS NO OPERACIONALES		
Ingresos financieros	8.786.392	8.042.162
Utilidad inversión empresas relacionadas	66.541.536	153.053.117
Otros ingresos fuera de la explotación	34.849.026	11.484.792
Pérdida inversión empresas relacionadas	(19.525.938)	(163.211.178)
Amortización menor valor de inversiones	(173.156)	(173.156)
Gastos financieros	(135.042.617)	(142.985.228)
Otros egresos fuera de la explotación	(11.941.171)	(33.356.209)
Corrección monetaria	1.433.149	1.417.127
Diferencia de cambio	76.798.353	183.353.967
RESULTADO NO OPERACIONAL	21.725.574	17.625.394
RESULTADO ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA	87.254.002	83.401.371
IMPUESTO A LA RENTA	(6.165.220)	(3.751.857)
UTILIDAD LIQUIDA	81.088.782	79.649.514
Amortización mayor valor de inversiones	2.699.974	434.671
UTILIDAD DEL EJERCICIO	83.788.756	80.084.185

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO INDIVIDUALES

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003

(En miles de pesos)

	2004 M\$	2003 M\$
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN:		
Utilidad del ejercicio	83.788.756	80.084.185
Resultados en ventas de activos:		
(Utilidad) pérdida en venta activos fijos	(26.736)	6.323.982
(Utilidad) en ventas de inversiones	-	(605.933)
Cargos (abonos) a resultados que no significan movimientos de efectivo:		
Depreciación del ejercicio	40.727.639	46.372.154
Amortización menor valor de inversiones	173.156	173.156
Amortización mayor valor de inversiones	(2.699.974)	(434.671)
Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas	(66.541.536)	(153.053.117)
Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	19.525.938	163.211.178
Corrección monetaria neta	(1.433.149)	(1.417.127)
Diferencia de cambio neta	(76.798.353)	(183.353.967)
Otros cargos a resultados que no representan flujo de efectivo	9.615.780	21.793.753
Variación de activos que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones:		
Deudores por ventas	21.795.164	(47.492.279)
Existencias	(1.342.230)	(707.944)
Otros activos	94.495.004	96.709.863
Variación de pasivos que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones):		
Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación	(74.983.365)	1.182.279
Otras cuentas por pagar relacionadas con el resultado fuera de explotación	18.858.679	35.123.168
Flujo neto originado por actividades de la operación	65.154.773	63.908.680
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Obtención de préstamos	65.159.028	37.572.437
Obligaciones con el público	-	560.664.495
Préstamos documentados de empresas relacionadas	3.063.277	-
Otras fuentes de financiamiento	5.653.081	-
Pago de dividendos a empresas relacionadas	(11.609.009)	-
Pago de dividendos a terceros	(7.745.492)	-
Pago de préstamos	(136.444.482)	(408.574.890)
Pago de obligaciones con el público	(2.425.514)	(2.278.582)
Pago de préstamos a empresas relacionadas	(3.712.130)	(111.326.755)
Pago de gastos por emisión y colocación de obligaciones con el público	(474.817)	(5.823.428)
Otros desembolsos por financiamiento	(2.718.831)	(29.767.069)
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	(91.254.889)	40.466.208

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO INDIVIDUALES, CONTINUACIÓN

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003
(En miles de pesos)

	2004 M\$	2003 M\$
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Ventas de activo fijo	614.744	135.544.987
Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas	154.465.979	85.740.511
Recaudación de otros préstamos a empresas relacionadas	19.319.354	37.079.431
Otros ingresos de inversión	85.523.339	119.327.984
Incorporación de activos fijos	(65.258.124)	(111.821.642)
Inversiones permanentes en empresas relacionadas	(1.178.763)	(3.036.509)
Préstamos documentados a empresas relacionadas	(71.889.016)	(229.366.268)
Otros préstamos a empresas relacionadas	(51.091.753)	(65.286.535)
Otros desembolsos de inversión	-	(68.970.280)
Flujo neto originado por actividades de inversión	70.505.760	(100.788.321)
FLUJO NETO TOTAL DEL EJERCICIO	44.405.644	3.586.567
EFFECTO DE LA INFLACION SOBRE EL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	(84.631)	220.896
VARIACION NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	44.321.013	3.807.463
SALDO INICIAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	5.111.922	1.304.459
SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	49.432.935	5.111.922

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

(En miles de pesos)

1. INSCRIPCION EN EL REGISTRO DE VALORES

Empresa Nacional de Electricidad S.A. - ENDESA - es una sociedad anónima abierta y como tal se encuentra inscrita, con fecha 18 de agosto de 1982, en el Registro de Valores bajo el N°114 y sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y por haber emitido ADR'S en 1994 a la Securities and Exchange Commission (SEC).

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

a. Bases de preparación

Los estados financieros de la Sociedad han sido preparados de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile y normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros excepto por las inversiones en filiales, las que están registradas en una sola línea del balance general a su valor patrimonial proporcional, y, por lo tanto, no han sido consolidadas línea a línea. Este tratamiento no modifica el resultado neto del ejercicio ni el patrimonio.

Estos estados financieros han sido emitidos sólo para efectos de hacer un análisis individual de la Sociedad y, en consideración a ello, deben ser leídos en conjunto con los estados financieros consolidados, que son requeridos por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

b. Período Contable

Los Balances Generales, Estados de Resultados y Estados de Flujo de Efectivo de ambos ejercicios informados cubren un ejercicio de doce meses (1º de enero al 31 de diciembre de 2004 y 2003).

c. Bases de presentación

Los estados financieros del ejercicio anterior han sido ajustados extracontablemente en un 2,5% para efectos de permitir la comparación con los estados financieros del presente ejercicio.

d. Reclasificaciones

No se han efectuado reclasificaciones a los estados financieros de diciembre de 2003.

e. Corrección monetaria

Los estados financieros de ambos ejercicios han sido ajustados mediante la aplicación de las normas de corrección monetaria, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile y que corresponden a los criterios establecidos por el Boletín Técnico N° 58 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

Las actualizaciones se han efectuado sobre la base de los índices oficiales del Instituto Nacional de Estadísticas, que indican una variación para 2004, calculado con un mes de desfase, de un 2,5% (1,0% en 2003).

f. Bases de conversión

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en otras unidades de equivalencia han sido convertidos a pesos, a las tasas de cambio vigentes al 31 de diciembre de 2004 y 2003, según las siguientes equivalencias:

	Unidades por dólar		\$ equivalentes	
	2004	2003	2004	2003
Dólar estadounidense observado	1,00	1,00	557,40	593,80
Libra esterlina	0,52	0,56	1.073,37	1.056,21
Yen japonés	103,03	106,99	5,41	5,55
Euro	0,73	0,80	760,13	744,95
Peso Argentino	2,97	2,96	187,65	200,61
Unidad de cuenta préstamo BID (*) (UC)	0,62	0,61	899,42	970,23
Unidad de Pool préstamo BIRF(**) (UP)	0,000071	0,000071	7.874.799,07	8.408.776,27

(*) Unidad de medida, con respecto al dólar estadounidense, en que el BID expresa los préstamos y que consiste en un promedio ponderado de las diversas monedas otorgadas en préstamos, a una fecha determinada.

(**) Unidad de medida, con respecto al dólar estadounidense, en que el BIRF expresa los préstamos y que consiste en un promedio ponderado de las diversas monedas otorgadas en préstamos, a una fecha determinada.

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS, CONTINUACIÓN

f. bases de conversión, continuación

Los activos y pasivos pactados en Unidades de Fomento (UF) han sido ajustados a su valor de cierre de \$17.317,05 (\$16.920,00 en 2003)

g. Depósitos a plazo y valores negociables

Los depósitos a plazo se presentan valorizados a su valor nominal con las actualizaciones pactadas, incluyendo los correspondientes reajustes e intereses devengados al cierre de los respectivos ejercicios.

Los valores negociables corresponden a inversiones en acciones de sociedades que se presentan al costo corregido, el cual no excede su valor de mercado.

h. Estimación deudas incobrables

Considerando la antigüedad de las cuentas por cobrar, la Sociedad estima que no requiere provisión para deudas incobrables al cierre de cada ejercicio.

i. Existencias

Las existencias están valorizadas al costo promedio de adquisición, corregido monetariamente al cierre de cada ejercicio. Los valores así determinados no exceden a los respectivos valores de reposición.

j. Operaciones con pacto de retroventa

Las operaciones de compra con compromiso de retroventa se incluyen en el rubro otros activos circulantes y se presentan a sus valores de inversión, más los intereses y reajustes devengados al cierre, de acuerdo con las cláusulas de los respectivos contratos (Nota 9).

k. Activo fijo

Los bienes del activo fijo en explotación sujetos a los convenios mutuos a que se refería el D.F.L. N° 4 del año 1959, están valorizados al costo neto de reemplazo fijado por la ex Superintendencia de Servicios Eléctricos y Gas (SEG) más la corrección monetaria aplicada desde la fecha de fijación hasta el cierre de los respectivos ejercicios. La última valorización, de acuerdo a los términos anteriores, fue efectuada el año 1980.

Los bienes en explotación adquiridos con posterioridad a la última fijación de costo neto de reemplazo se presentan al costo de adquisición corregido monetariamente. El costo financiero de los créditos obtenidos para financiar las obras en ejecución se capitalizan durante el ejercicio de su construcción.

En 1986 se incorporó al valor del activo el ajuste por retasación técnica, resultante de la aplicación de las Circulares N° 550 y 566 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las depreciaciones de los bienes del activo fijo han sido calculadas sobre la base del método lineal considerando su vida útil estimada.

Los bienes recibidos en arrendamiento, cuyos contratos reúnen las características de leasing financiero, se contabilizan como adquisición de activo fijo, reconociendo la obligación total y los intereses sobre la base de lo devengado. Dichos bienes no son jurídicamente de propiedad de la Sociedad, por lo cual, mientras no ejerza la opción de compra, no puede disponer libremente de ellos.

l. Inversiones en empresas relacionadas

Las inversiones en empresas relacionadas se presentan a su Valor Patrimonial (VP) determinado al cierre de cada ejercicio.

Esta metodología de valorización incluye el reconocimiento de la participación en resultados sobre base devengada (Nota 11).

La inversión en las sociedades en el exterior han sido valorizadas de acuerdo a las disposiciones del Boletín Técnico N° 64 y 72 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

Al 31 de diciembre de 2004 y de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile, la Sociedad ha evaluado la recuperabilidad del valor de sus inversiones en el exterior en consideración a lo establecido en los Boletines Técnicos N°33 y N°42 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores de estos activos en los dos ejercicios presentados

m. Menor y Mayor valor de inversiones

El saldo del menor y mayor valor está determinado de acuerdo a lo estipulado en la Circular N° 368 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El efecto en los resultados por las amortizaciones es determinado en forma lineal el que no excede los 20 años.

n. Inversiones en otras sociedades

Las inversiones en otras sociedades se presentan a su costo de adquisición corregido monetariamente.

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS, CONTINUACIÓN

ñ. Obligaciones con el público

Las obligaciones con el público por emisión de bonos se presentan en el pasivo al valor nominal de los bonos suscritos y pagados. La diferencia entre el valor nominal y de colocación se difiere y amortiza en el mismo ejercicio de la obligación (Nota 17).

o. Indemnización por años de servicio

La provisión para cubrir la obligación convenida con el personal, quienes adquieren el derecho cuando cumplen 15 años de servicio, se presenta sobre la base del valor presente, aplicando el método del costo devengado del beneficio, con una tasa de interés anual del 6,5% (9,5% en 2003) y considerando una permanencia promedio variable de acuerdo a los años de servicio del personal.

p. Beneficios post-jubilatorios

Los planes de pensiones complementarias y otros beneficios post-jubilatorios acordados con el antiguo personal de la sociedad, de acuerdo a los respectivos contratos colectivos de trabajo, han sido calculados sobre la base del método actuarial denominado valor acumulado de los beneficios futuros, utilizando una tasa de descuento de un 6,5% (9,5% en 2003).

q. Impuesto a la renta

Al 31 de diciembre de 2004 la Sociedad no ha registrado provisión para el Impuesto a la Renta de Primera Categoría por existir pérdida tributaria (M\$6.351.661 en 2003). Al 31 de diciembre de 2004, la Sociedad ha provisionado M\$ 479.231 (M\$76.056 en 2003), correspondientes al Impuesto Único del Art. 21 de la Ley de la Renta.

r. Impuestos diferidos

A contar del 1º de enero de 2000, la Sociedad ha reconocido en resultados el efecto de impuestos diferidos originados por diferencias temporarias, beneficios tributarios por pérdidas tributarias y otros eventos que crean diferencias entre el resultado contable y tributario, de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 60 y Boletines complementarios del Colegio de Contadores de Chile A.G. y las normas indicadas en Circular N° 1466 y N° 1560 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Los impuestos diferidos se han determinado de acuerdo a la tasa de impuesto que estará vigente a la fecha estimada de reverso de las diferencias temporarias, que le dieron origen (Nota 8).

s. Vacaciones del personal

A contar del 1º de enero de 1994, el costo anual de vacaciones del personal, es reconocido como gasto en los estados financieros sobre base devengada.

t. Contratos de derivados

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Sociedad mantiene contratos de compraventa de divisas y cobertura de tasa de interés con instituciones financieras.

Estos se encuentran registrados de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 57 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

u. Flujos de efectivo

Los estados de flujo de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto. El efectivo y efectivo equivalente presentado en los estados de flujo de efectivo, corresponde a los conceptos disponible y depósitos a plazo.

Para los efectos de clasificación, el concepto de flujo operacional comprende fundamentalmente recaudación de clientes, pago a proveedores, pago de remuneraciones y pagos de impuestos.

v. Gastos de investigación y desarrollo

Los gastos de investigación que realiza la Sociedad son principalmente de dos tipos:

- De aplicación general (hoyas hidrográficas, recursos hidroeléctricos, registros sísmicos, etc.) los cuales se amortizan de inmediato llevándolos a gastos del ejercicio.
- De estudios específicos de nuevas obras, las cuales se activan. Durante los ejercicios 2004 y 2003, no han habido gastos por este concepto.

w. Ingresos de explotación

Corresponde a los ingresos por generación eléctrica dentro de los cuales se incluyen, la energía suministrada y no facturada al cierre de cada ejercicio, la que es valorizada al precio de venta según las tarifas vigentes. Dichos montos son presentados en el activo circulante en el rubro Deudores por ventas. El costo de dicha energía está incluido en el rubro Costos de Explotación.

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS, CONTINUACIÓN

x. Software computacional

Los software computacionales de la Sociedad han sido adquiridos como paquetes computacionales, los cuales se amortizan durante un ejercicio de tres años.

3. CAMBIOS CONTABLES

La Sociedad para su indemnización por años de servicios modificó la tasa de descuento, desde un 9,5% en el año 2003 a un 6,5% en el año 2004, y la permanencia futura de sus trabajadores, parámetros utilizados para valorizar dicho pasivo. Estos cambios originaron reconocer en el presente ejercicio un mayor cargo neto a resultados de M\$ 398.884.

Adicionalmente, en la provisión por beneficios post-jubilatorios también se modificó la tasa de descuento, desde un 9,5% en el año 2003 a un 6,5% en el año 2004, lo que originó un mayor cargo a resultados de M\$ 560.609.

4. DEPOSITOS A PLAZO Y VALORES NEGOCIALES

El detalle de estos rubros es el siguiente:

Depósitos a plazo :

Institución	Valor Contable	
	2004 M\$	2003 M\$
Citibank N.Y (Overnigh).	-	138.848
Banco BBVA	38.351.517	4.954.511
Total Depósitos a plazo	38.351.517	5.093.359

Valores negociables:

RUT	Número de Institución	Porcentaje de Acciones	Valor Bursatil Participación	Valor Bursatil Unitario	Inversión	Costo Corregido	
						2004 M\$	2003 M\$
86.977.200-3	Empresa Eléctrica Melipilla S.A.	3.527	0,0300	8.000	28.216	2.046	2.046
90.042.000-5	Cia. General de Electricidad S.A.	2.092	0,0000	2.601	5.442	1.274	1.274
90.635.000-9	Cia. De Telecomunicaciones S.A.	442	0,0000	1.683	744	338	338
Valor Cartera Inversiones					34.402	3.658	3.658

5. DEUDORES CORTO Y LARGO PLAZO

a. El detalle de los deudores de corto y largo plazo es el siguiente:

Rubro	Circulante				Total circulante (neto)				Largo plazo	
	Hasta 90 días		Más de 90 días hasta 1 año		2004 M\$		2003 M\$		2004 M\$	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
Deudores por ventas	21.072.503	22.536.619	-	-	21.072.503	22.536.619	-	-	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentos por cobrar	-	601.060	-	-	-	-	601.060	-	-	-
Estimación deudores incobrables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deudores varios (*)	18.689.434	21.210.579	5.709.442	44.897.966	24.398.876	66.108.545	1.651.313	3.788.566		
Totales					45.471.379	89.246.224	1.651.313	3.788.566		

(*) Se incluye un monto de M\$ 3.893.737 que corresponde a la deuda que tienen las demás Sociedades Generadoras del sistema con Endesa, por concepto de reliquidación de peajes en razón de la aplicación, desde el 13 de marzo de 2004, de la Ley N°19.940 (Ley Corta).

6. DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR, Y TRANSACCIONES CON EMPRESAS RELACIONADAS

El detalle de los documentos y cuentas por cobrar y pagar de corto y largo plazo en empresas relacionadas es el siguiente:

a. Documentos y cuentas por cobrar

R.U.T.	Sociedades	Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
94.271.000-3	Enersis S.A.	79.969	76.026	-	-
96.524.320-8	Chilectra S.A.	11.619.404	10.881.183	-	-
96.504.980-0	Pehuenche S.A.	7.008.176	5.626.174	61.475.528	61.567.650
96.588.800-4	Ingendesa S.A.	37.315	27.685	-	-
96.671.360-7	Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	10.804.018	8.855.043	12.169.052	11.811.319
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A.	2.232.003	2.186.292	-	-
96.783.220-0	Cía Eléctrica San Isidro S.A.	7.886.477	3.192.823	-	-
0-E	Central Costanera S.A.	1.446.496	842.644	-	-
96.589.170-6	Pangue S.A.	3.771.246	1.191.984	67.979.530	57.330.368
0-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	761.631	541.938	-	-
96.770.940-9	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	611.682	665.071	-	-
0-E	Endesa Chile Internacional S.A.	628.804	117.982	-	93.788.216
0-E	Endesa Argentina S.A.	-	23.207	-	-
96.526.450-7	Enigesa S.A.	1.379.297	20.439	-	-
Totales		48.266.518	34.248.491	141.624.110	224.497.553

Los saldos de las cuentas por cobrar de corto y largo plazo, corresponden principalmente a:

- Operaciones del giro y servicios varios, los cuales tienen vencimiento a 30 días y no tienen reajustabilidad.
- Cuentas corrientes mercantiles, las cuales tienen cláusulas de reajustabilidad y pago de intereses.
- El saldo por cobrar a la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. corresponde a préstamos de corto y largo plazo, que está pactado en U.F., devenga un interés a una tasa promedio de 5,32% (en 2004), y una tasa de 6,65% (en 2003).
- El saldo por cobrar a corto y largo plazo a Sociedad Endesa Chile Internacional (en 2003) corresponde a operaciones de financiamiento, está pactado en dólares estadounidenses, devenga intereses a una tasa de 4,12% (Libor+3,00%) anual.
- El saldo por cobrar a corto y largo plazo a Pehuenche S.A. corresponde a operaciones de financiamiento, está pactado en U.F., devenga intereses a una tasa de 2,17% (TAB 180+1,0%) anual (en 2004) y a una tasa de 3,77% (TAB 180+1,0) anual (en 2003).
- El saldo por cobrar a corto y largo plazo a Pangue S.A. corresponde a operaciones de financiamiento, que hasta el 18 de diciembre de 2003, estaba pactado en dólares estadounidenses, devengando intereses a una tasa de 2,16% (Libor+1,0%) semestral, a partir de esa fecha se realiza un Swap a Unidades de Fomento devengando intereses a una tasa de 2,25% anual (en 2004) y a una tasa de 4% anual (en 2003).

6. DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR, Y TRANSACCIONES CON EMPRESAS RELACIONADAS, CONTINUACIÓN

b. Saldos documentos y cuentas por pagar

R.U.T.	Sociedades	Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
94.271.000-3	Enersis S.A.	1.339.165	49.921.161	51.139	-
96.524.320-8	Chilectra S.A.	27.570	18.654	-	-
96.504.980-0	Pehuenche S.A.	10.426.042	4.785.527	-	-
96.588.800-4	Ingendesa S.A.	1.511.412	1.761.783	93.252	93.392
96.783.220-0	Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	4.761.074	3.556.050	-	-
96.589.170-6	Pangue S.A.	14.544.351	9.695.750	-	-
O-E	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	19.620	21.425	-	-
96.770.940-9	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	20.969.505	17.600.849	-	-
96.526.450-7	Enigesa S.A.	2.470.898	685.738	-	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios I.T. Ltda.	332.754	959.859	-	-
96.530.650-1	Cía. Americana de Multiservicios Ltda.	-	55.245	-	-
O-E	Cía. Eléctrica Conosur S.A.	465.778	35.845.805	32.711.051	-
Totales		56.868.169	124.907.846	32.855.442	93.392

Los saldos de las cuentas por pagar de corto y largo plazo, corresponden principalmente a:

- Operaciones del giro y servicios varios, los cuales tienen vencimiento a 30 días y no tienen reajustabilidad.
- Cuentas corrientes mercantiles, las cuales tienen cláusulas de reajustabilidad y pago de intereses.
- Los saldos por pagar a corto y largo plazo a Cía. Eléctrica Cono Sur S.A. por operaciones de financiamiento, están pactados en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa promedio de 2,90% (en 2004), y tasas promedio de 2,65% (en 2003)
- El saldo por pagar a largo plazo a Ingendesa S.A. (en 2004 y 2003), está pactado en pesos chilenos, no devenga intereses y no tiene vencimiento establecido.

6. DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR, Y TRANSACCIONES CON EMPRESAS RELACIONADAS, CONTINUACIÓN

c. Transacciones más significativas y su efecto en resultados

Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2004		2003	
			Monto M\$	Efecto en resultado (cargo)/abono M\$	Monto M\$	Efecto en resultado (cargo)/abono M\$
Enigesa S.A.	Filial	Servicios prestados	1.379.846	1.379.846	1.406.931	1.406.931
	Filial	Servicios recibidos	(735.076)	(735.076)	(821.021)	(821.021)
Ingendesa S.A.	Filial	Intereses cobrados	-	-	54	54
	Filial	Intereses pagados	(8.790)	(8.790)	(12.322)	(12.322)
Cia. Eléctrica Conosur S.A.	Filial	Servicios prestados	58.925	58.925	83.607	83.607
	Filial	Servicios recibidos	(58.693)	(58.693)	(149.259)	(149.259)
Pangue S.A.	Filial	Intereses cobrados	6.465	6.465	16.043	16.043
	Filial	Intereses pagados	(11.184)	(11.184)	(16.637)	(16.637)
Pehuenche S.A.	Filial	Intereses pagados	(997.136)	(997.136)	(1.082.418)	(1.082.418)
	Filial	Venta de energía	10.793.957	10.793.957	1.255.814	1.255.814
Inversiones Endesa Norte S.A.	Filial	Compra energía	(43.985.869)	(43.985.869)	(9.293.553)	(9.293.553)
	Filial	Servicios prestados	724.867	724.867	725.655	725.655
Chilectro S.A.	Filial	Servicios recibidos	-	-	(12.257)	(12.257)
	Filial	Intereses cobrados	2.284.257	2.284.257	1.296.102	1.296.102
Endesa Chile Internacional S.A.	Filial	Intereses pagados	(128.404)	(128.404)	(9.224.872)	(9.224.872)
	Filial	Venta de energía	41.483	41.483	36.915	36.915
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Filial	Compra energía	(53.162.613)	(53.162.613)	(53.538.294)	(53.538.294)
	Filial	Servicios prestados	1.603.640	1.603.640	1.563.025	1.563.025
Hidroeléctrica el Chocon S.A.	Filial	Servicios recibidos	(3.860)	(3.860)	(98.704)	(98.704)
	Filial	Intereses cobrados	1.938.562	1.938.562	1.213.168	1.213.168
Central Costanera S.A.	Filial	Intereses pagados	-	-	(3.982.447)	(3.982.447)
	Filial	Intereses cobrados	98.736	98.736	70.428	70.428
Endesa Argentina S.A.	Filial de la matriz	Venta de energía	129.034.965	129.034.965	99.607.308	99.607.308
	Filial de la matriz	Servicios prestados	675.776	675.776	739.639	739.639
Cia. Eléctrica San Isidro S.A.	Filial de la matriz	Intereses cobrados	13.597	13.597	(84.459)	(84.459)
	Filial	Intereses pagados	-	-	(1.633.109)	(1.633.109)
Cia. Eléctrica Tarapacá S.A.	Filial	Servicios prestados	26.777	26.777	31.784	31.784
	Filial	Intereses cobrados	853.116	853.116	868.160	868.160
Enersis S.A.	Filial	Servicios prestados	354.952	354.952	391.480	391.480
	Filial	Servicios recibidos	385.721	385.721	650.946	650.946
Synopsis Soluciones y Servicios I.T. Ltda.	Filial	Venta de energía	(96.645)	(96.645)	-	-
	Filial	Compra energía	2.609.134	2.609.134	985.566	985.566
Enersis S.A.	Filial	Servicios prestados	(45.087.752)	(45.087.752)	(40.934.585)	(40.934.585)
	Filial	Intereses pagados	1.645.784	1.645.784	2.089.955	2.089.955
	Filial	Servicios recibidos	(181.671)	(181.671)	(36.792)	(36.792)
	Filial	Intereses cobrados	284.074	284.074	-	-
	Filial	Intereses pagados	-	-	(50.876)	(50.876)
	Filial	Servicios prestados	1.417.870	1.417.870	810.039	810.039
	Filial	Intereses cobrados	-	-	7.395	7.395
	Filial	Intereses pagados	(636.366)	(636.366)	(533.433)	(533.433)
	Matriz	Servicios recibidos	(739.618)	(739.618)	-	-
	Matriz	Intereses cobrados	70.441	70.441	-	-
	Matriz	Intereses pagados	(2.031.827)	(2.031.827)	(2.154.022)	(2.154.022)
	Filial de la matriz	Servicios recibidos	(1.538.961)	(1.538.961)	(1.980.780)	(1.980.780)
Totales			8.996.957	8.996.957	(9.622.066)	(9.622.066)

7. EXISTENCIAS

Las existencias corresponden principalmente a combustibles para la generación de las centrales térmicas, las cuales están valorizadas según lo descrito en Nota 2 i.

8. IMPUESTO A LA RENTA E IMPUESTOS DIFERIDOS

El Impuesto a la Renta por pagar (recuperar) al 31 de diciembre de 2004 y 2003, corresponde al siguiente detalle:

	Saldos al 31 de diciembre	
	2004 M\$	2003 M\$
Provisión Impuesto a la Renta, neto	479.231	6.427.717
Crédito fiscal por recuperar	(1.780.520)	(13.788.832)
Crédito impuesto primera categoría por utilidades absorbidas	(6.448.726)	(9.280.610)
Impuestos por recuperar	(8.229.246)	(23.069.442)

8. IMPUESTO A LA RENTA E IMPUESTOS DIFERIDOS, CONTINUACIÓN

El impuesto a la renta e impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2004 y 2003, corresponde al siguiente detalle:

	2004 M\$	2003 M\$
a) Monto de la renta líquida utilidad (pérdida)	(38.852.247)	38.494.912
b) Monto provisión Impuesto Único a la renta Art.21	479.231	76.056
c) Saldo de utilidades tributarias retenidas (FUT) o (Pérdidas de arrastre)	75.319.514	129.954.211
d) Crédito FUT	5.876.793	9.696.937

e) La Sociedad ha reconocido impuestos diferidos durante ambos ejercicios. Los saldos por impuestos diferidos registrados de acuerdo a los Boletines Técnicos N° 60 y 69 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y Circular N° 1466 de la Superintendencia de Valores y Seguros (S.V.S.), son los siguientes:

	2004				2003			
	Impuesto diferido activo		Impuesto diferido pasivo		Impuesto diferido activo		Impuesto diferido pasivo	
	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de vacaciones	218.803	-	-	-	197.737	-	-	-
Depreciación activo fijo	-	-	-	73.153.725	-	-	-	72.741.413
Indemnización años de servicio	-	-	-	1.167.203	-	-	-	1.439.348
Otros eventos	-	-	-	556.006	-	96.307	-	637.484
Contratos forwards y swap	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos financieros	-	109.790	-	14.103.128	-	115.474	-	12.120.831
Provisión obligaciones laborales	290.966	729.395	-	-	165.898	646.080	-	-
Activos en leasing	-	-	-	354.209	-	-	-	-
Contrato de derivados	1.615.743	-	-	-	-	-	989.222	-
Ingresos Anticipados	-	1.021.503	-	-	-	1.096.854	-	-
Contingencias	186.368	-	-	-	1.337.000	-	-	-
Gastos de adm. Imputables a obras	-	-	-	4.293.140	-	-	-	4.664.007
Gastos de estudios	-	-	-	8.107.213	-	-	-	8.180.400
Descuento sobre Bonos	-	-	-	483.277	-	-	-	581.183
Repuestos utilizados	-	-	-	895.914	-	-	-	973.912
Cuentas complementarias								
neto de amortización	-	(804.642)	-	(78.845.278)	-	(835.589)	-	(83.068.421)
Provisión de valuación	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	2.311.880	1.056.046	-	24.268.537	1.700.635	1.119.126	989.222	18.270.157

f) El cargo a resultados por impuesto a la renta al 31 de diciembre de 2004 y 2003 corresponde al siguiente detalle:

	2004 M\$	2003 M\$
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	(479.231)	(6.427.717)
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	(2.675.441)	20.725.197
Beneficio tributario por pérdidas tributarias	1.181.648	-
Efecto por amortización cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	(4.192.196)	(18.049.337)
Totales	(6.165.220)	(3.751.857)

9. OTROS ACTIVOS CIRCULANTES

El detalle de este rubro es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
Instrumentos financieros con Compromiso de Retroventa (*)	10.992.830	-
Operaciones pendiente Ralco	-	178.073
Fair value Forward	152.931	81.518
Posición Swap	-	1.496.186
Otros	164.761	31.715
Totales	11.310.522	1.787.492

(*) El detalle de los Instrumentos Financieros con Compromiso de Retroventa es el siguiente:

9. OTROS ACTIVOS CIRCULANTES, CONTINUACIÓN

Código	Institución Emisora	Moneda		Fecha de Compra	Fecha de Término	Valor de Suscripción M\$	Tasa %	Valor Final	Valor de Mercado a fecha de cierre M\$
		o índice	Tipo de documento						
VRC	BBVA Banco BHIF	Pesos	D.P.R.	29/12/04	03/01/05	633.583	0,33%	633.932	633.722
VRC	Banco Central de Chile	Pesos	CERO	29/12/04	03/01/05	8.043	0,33%	8.048	8.044
VRC	BBVA Banco BHIF	Pesos	D.P.F.	29/12/04	03/01/05	6.552.973	0,33%	6.556.578	6.554.416
VRC	Banco Central de Chile	Pesos	CERO	30/12/04	03/01/05	2.954	0,12%	2.955	2.954
VRC	Scotiabank	Pesos	D.P.F.	30/12/04	03/01/05	1.014.887	0,12%	1.015.049	1.014.928
VRC	Banco de Chile	Pesos	D.P.F.	30/12/04	03/01/05	1.609.036	0,12%	1.609.294	1.609.100
VRC	Banco Crédito e Inversiones	Pesos	D.P.F.	30/12/04	03/01/05	247.901	0,12%	247.941	247.911
VRC	Banco Santander Santiago	Pesos	D.P.F.	30/12/04	03/01/05	413.838	0,12%	413.904	413.855
VRC	BBVA Banco BHIF	Pesos	D.P.F.	30/12/04	03/01/05	70.885	0,12%	70.895	70.887
VRC	Banco Central de Chile	Pesos	B.C.D.	30/12/04	06/01/05	437.000	0,09%	437.092	437.013
								10.995.688	10.992.830

10. ACTIVO FIJO

La composición del saldo del activo fijo al cierre de cada ejercicio es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
Activo fijo bruto		
Terrenos	26.731.111	15.462.632
Edificios y construcciones	2.069.145.094	2.051.531.768
Líneas de distribución, transmisión y alumbrado público	29.252.648	20.985.693
Total construcciones y obras de infraestructura	2.098.397.742	2.072.517.461
Maquinarias y equipos	38.351.985	7.911.851
Trabajos en ejecución	10.274.188	14.873.451
Materiales de construcción	1.612.337	2.458.806
Activos en Leasing (*)	27.760.648	-
Muebles, útiles, enseres, softwares y equipos computacionales	2.624.038	2.555.438
Total otros activos fijos	42.271.211	19.887.695
Mayor valor por retasación técnica construcciones y obras de infraestructura	11.127.799	11.016.928
Total mayor valor retasación técnica	11.261.799	11.016.928
Depreciación		
Depreciación acumulada al inicio del ejercicio de:		
Construcciones y obras en infraestructura	(1.016.055.770)	(970.584.280)
Maquinarias y equipos	(6.893.860)	(6.729.769)
Otros activos fijos	(1.325.196)	(658.495)
Depreciación acumulada al inicio del ejercicio de retasación técnica:		
Construcciones y obras de infraestructura	(5.508.493)	(4.972.058)
Depreciación del ejercicio (costo de explotación)	(39.919.399)	(46.024.044)
Depreciación del ejercicio (gastos de administración y ventas)	(808.240)	(348.110)
Total depreciación acumulada	(1.070.510.958)	(1.029.316.756)
Total activo fijo neto	1.146.502.890	1.097.479.811

10. ACTIVO FIJO, CONTINUACIÓN

El cargo a resultados por depreciación en los ejercicios 2004 y 2003 asciende a M\$40.727.639 y M\$46.372.154, respectivamente.

La Sociedad tiene contratado seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, con un límite de MUS\$100.000, incluyéndose para estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Esta póliza cubre los activos propios y los de sus filiales de generación en Chile, la prima asociada a esta póliza se registra proporcionalmente en cada Sociedad en el rubro Gastos pagados por anticipado.

(*) Activos en Leasing

Corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Huepil S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

El saldo de la obligación neta total al 31 de diciembre de 2004 asciende a M\$ 24.384.379, y se presenta en el rubro acreedores varios de corto y largo plazo.

11. INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS

a. El saldo de este rubro corresponde a la inversión en las sociedades relacionadas para cada ejercicio es el siguiente:

RUT	Sociedades	País de origen	Moneda de control de la inversión	Número de acciones	Porcentaje participación		Patrimonio de sociedades	
					2004 %	2003 %	2004 M\$	2003 M\$
0-E	Cía. Eléctrica Conosur S.A.	Panama	Pesos Chilenos	15.093.059	100,0000	100,0000	1.066.317.303	1.116.885.581
0-E	Endesa Chile Internacional S.A.	Islas Cayman	Pesos Chilenos	743.557.142	100,0000	100,0000	325.435.351	391.023.733
96.504.980-0	Pehuenche S.A.	Chile	Pesos Chilenos	567.584.802	92,6500	92,6500	190.683.185	199.166.285
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A.	Chile	Pesos Chilenos	53.972.639	99,9900	99,9900	81.583.905	82.508.343
96.589.170-6	Pangue S.A.	Chile	Pesos Chilenos	274.960.000	94,9700	94,9700	78.452.150	87.532.641
96.770.940-9	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Pesos Chilenos	72.038.222	99,9428	99,9428	84.590.063	82.514.864
0-E	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Pesos Chilenos	24.645.999	97,9900	99,9900	53.515.263	58.412.739
96.783.220-0	Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	Chile	Pesos Chilenos	1.223.999	50,0000	50,0000	52.472.376	45.055.766
96.827.970-K	Inversiones Eléctricas Quillota S.A.	Chile	Pesos Chilenos	608.676	50,0000	50,0000	26.253.719	22.545.505
0-E	Endesa de Colombia S.A.	Colombia	Pesos Chilenos	13.769	-	5,0990	-	37.228.264
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Pesos Chilenos	425	42,5000	42,5000	18.101.389	19.267.163
0-E	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Dólar EEUU	4.416.141	0,887466	0,8875	295.053.314	332.721.775
96.588.800-4	Ingendesa S.A.	Chile	Pesos Chilenos	7.711.000	96,3875	96,3875	2.362.756	2.625.142
96.526.450-7	Enigesa S.A.	Chile	Pesos Chilenos	151.055	99,5100	99,5100	3.604.043	2.461.377
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Pesos Chilenos	85	0,0213	0,0213	16.662.557	17.699.641
96.830.980-3	GasAtacama S.A. (Ex Adm. Proyecto Atacama S.A.)	Chile	Pesos Chilenos	1.147	0,00115	0,00115	167.326.512	169.074.616
0-E	Central Costanera S.A.	Argentina	Dólar EEUU	18.127.421	12,3326	12,3326	164.571.235	173.721.282
0-E	Cía Elect. Betania	Colombia	Dólar EEUU	111.632.381.681	0,4471349	-	396.701.579	-
0-E	Capital de Energía S.A. (CESA)	Colombia	Dólar EEUU	9.767.537.999	0,0500	-	433.491.652	-
Total							3.457.178.352	2.840.444.717

Resultado del ejercicio		Resultado devengado		VP		Valor contable de la inversión	
2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
12.274.328	(73.284.290)	12.274.328	(73.284.284)	1.066.317.303	1.116.885.581	1.066.317.303	1.116.885.581
(18.975.821)	(84.117.443)	(18.975.821)	(84.117.443)	325.435.351	391.023.733	325.435.351	391.023.733
27.870.640	46.943.144	25.822.148	43.492.817	176.667.971	184.527.563	176.667.971	184.527.563
6.200.188	6.872.090	6.199.568	6.871.403	81.575.747	82.500.092	81.575.747	82.500.092
4.839.958	38.094.663	4.596.508	36.178.502	74.506.007	83.129.750	74.506.007	83.129.750
2.075.150	8.318.408	2.073.963	8.313.650	84.541.677	82.467.665	84.541.677	82.467.665
(452.791)	39.291.822	(443.690)	39.287.893	52.439.606	58.406.898	52.439.606	58.406.898
14.213.098	13.507.303	7.106.549	6.753.652	26.236.188	22.527.883	26.236.188	22.527.883
7.099.149	6.744.947	3.549.575	3.372.473	13.126.860	11.272.753	13.126.860	11.272.753
463.247	(111.209.778)	23.621	(5.670.587)	-	1.898.269	-	1.898.269
4.910.202	6.003.335	2.086.836	2.551.417	7.693.090	8.188.544	7.693.090	8.188.544
(9.654.877)	(15.646.659)	(85.684)	(138.864)	2.618.498	2.952.792	2.618.498	2.952.792
947.753	1.641.617	913.515	1.582.314	2.277.401	2.530.309	2.277.401	2.530.309
1.217.605	1.138.816	1.211.639	1.133.236	3.586.384	2.449.316	3.586.384	2.449.316
5.029.745	6.115.066	1.069	1.303	3.541	3.760	3.541	3.760
12.487.171	395.460	143	4	1.919	1.940	1.919	1.940
5.476.455	28.497.368	675.387	3.514.453	20.295.836	21.424.269	20.295.836	21.424.269
(4.639.241)	-	(20.743)	-	1.773.791	-	1.773.791	-
13.373.141	-	6.687	-	216.746	-	216.746	-
84.755.100	(80.694.131)	47.015.598	(10.158.061)	1.939.313.916	2.072.191.117	1.939.313.916	2.072.191.117

11. INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS, CONTINUACIÓN

- b. Movimientos y hechos ocurridos en el presente ejercicio

- *Aumento de capital*

Con fecha 3 de marzo de 2004, Endesa de Colombia S.A. procedió a aumentar su capital, concurriendo Endesa con un aporte de US\$ 51.000 (M\$ 31.007). Dicho aporte no modificó el porcentaje de participación en dicha Sociedad.

Con fecha 10 de noviembre, Endesa Inversiones Generales S.A. procedió a aumentar su capital, concurriendo Endesa con un aporte de M\$ 1.147.756. Dicho aporte no modificó el porcentaje de participación en dicha Sociedad.

- *Venta de acciones*

Con fecha 17 de noviembre de 2004, la Sociedad, vendió 492.920 acciones de Endesa Argentina S.A. a Endesa Inversiones Generales S.A., por un monto de M\$ 1.140.124, este monto representa el 2% de su participación en dicha Sociedad.

- *Disminución de Capital.*

Con fecha de 30 de diciembre de 2004, Endesa Chile Internacional S.A. procedió a disminuir su capital, con lo cual Endesa recibió US\$80.740.000 (M\$ 45.200.674).

- *Liquidación de sociedades.*

Con fecha 17 de diciembre, se procedió a liquidar Endesa de Colombia S.A., en virtud de la liquidación a Endesa le correspondió una

d. Detalle inversiones en el exterior

De acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., la Sociedad ha registrado en forma de calce la diferencia de cambio producida en los pasivos contraídos en la misma moneda de control de la inversión, los que de esta manera quedan asociados como instrumentos de cobertura del riesgo de exposición cambiaria de la misma. Los montos al 31 de diciembre de 2004 son los siguientes:

Empresa	País de origen	Monto de inversión M\$	Moneda de control	Monto del pasivo M\$
Betania S.A.	Colombia	1.773.791	US\$	4.129.936
Distrilec Inversora S.A.	Argentina	2.618.498	US\$	1.259.902
Cía. Eléctrica Cono Sur S.A.	Panamá	1.066.317.303	Pesos Chilenos	538.444.711
Totales			1.070.709.592	543.834.549

participación de 111.632.381.681 acciones de Central Hidroeléctrica Betania S.A. equivalentes al 0,4471349% de dicha Sociedad, por un monto de M\$ 1.892.714.

- c. Movimientos y hechos ocurridos durante el ejercicio anterior

- *Aumento de capital*

Con fecha 12 de mayo de 2003, Endesa Chile Internacional S.A. procedió a aumentar su capital, en US\$ 686.857.143 (M\$ 489.328.019). Dicho aporte no modificó el porcentaje de participación en dicha Sociedad.

- *Compra de acciones*

Con fecha 3 de octubre de 2003, la Sociedad adquirió 16.165.014 acciones clase A y 1.962.407 acciones clase B de la filial Argentina Central Costanera S.A. por un monto de US\$ 4.500.000 (M\$ 3.036.503), que corresponde al 12,33% de participación en dicha sociedad.

Con fecha 15 de diciembre de 2003, la Sociedad adquirió 122.500 acciones de la filial Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. por un monto de M\$ 6, incrementando su participación en esta sociedad a un 99,96%.

- *Venta de acciones*

Con fecha 23 de junio de 2003, la Sociedad, vendió 330.939.522 acciones de Infraestructura 2000 S.A., por un monto de M\$ 40.074.506 y 3.741 acciones de Sociedad Concesionaria Autopista del Sol S.A., por un monto de M\$ 41.151, cuyos montos representan el 100% de su participación en dichas Sociedades.

12. INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES

El detalle de estas inversiones es el siguiente:

RUT	Sociedades	Participación %	Número de acciones	Monto	
				2004 M\$	2003 M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aysen S.A.	0,0000	2.516.231	2.047.755	2.047.755
77.286.570-8	CDEC-SIC Ltda.	7,6900	-	73.648	57.729
80.237.700-2	Cooperativa Eléctrica de Chillán	0,0000	-	13.363	13.363
O-E	Inverandes S.A.	0,0000	1.011.899	-	3.541
93.039.000-3	Inmobiliaria España S.A..	0,0000	1	-	100
Totales				2.134.766	2.122.488

13. MENOR Y MAYOR VALOR DE INVERSIONES

De acuerdo a la normativa vigente, la Sociedad ha dado reconocimiento al menor y mayor valor resultante en la adquisición de las siguientes empresas y su saldo al 31 de diciembre de 2004 y 2003, es el siguiente:

a) Menor valor

RUT	Sociedad	2004		2003	
		Monto amortizado en el período M\$	Saldo Menor valor M\$	Monto amortizado en el período M\$	Saldo Menor valor M\$
96.589.170-6	Pangue S.A.	(173.156)	3.044.664	(173.156)	3.217.820

b) Mayor valor

RUT	Sociedad	2004		2003	
		Monto amortizado en el período M\$	Saldo Mayor valor M\$	Monto amortizado en el período M\$	Saldo Mayor valor M\$
0-E	Central Costanera S.A.	2.699.974	(12.824.889)	434.671	(16.952.154)

14. OTROS ACTIVOS - OTROS

El detalle de este rubro es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
Comisiones y gastos sobre préstamos externos	5.467.378	5.817.204
Descuento en colocación de bonos	12.018.549	13.898.289
Gastos emisión bonos	5.104.634	5.650.523
Aportes reembolsables	3.224.685	3.749.905
Gastos crédito Sindicado	3.187.787	5.505.173
Operaciones Swap	-	4.964.116
Fair value derivados	803.101	3.659.334
Otros	-	5.173
Totales	29.806.134	43.249.717

15. OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS A CORTO PLAZO

No existen obligaciones con bancos e instituciones financieras de corto plazo al 31 de diciembre de 2004 y 2003:

Largo plazo / porción corto plazo

RUT	Banco o Institución financiera	Tipos de monedas e índice de reajuste									
		Dólares		Euros		Yenes		Otras monedas extranjeras		Totales	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
O-E	Banco Nationale de Paris	2.709.977	9.806.763	-	-	-	-	-	-	2.709.977	9.806.763
O-E	Banco Nationale de Paris	1.058.594	2.233.469	-	-	-	-	-	-	1.058.594	2.233.469
O-E	Export Development Corporation Loan	895.585	941.928	-	-	-	-	-	-	895.585	941.928
O-E	J.P. Morgan Chase Bank	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O-E	Banco Santander	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O-E	Societe Generale	-	1.169.497	-	-	-	-	-	-	-	1.169.497
O-E	The Bank of Tokio-Mitsubishi	5.390.771	5.902.460	125.395	126.861	412.818	435.146	415.332	422.655	6.344.316	6.887.122
O-E	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	5.685	16.859	-	-	-	-	-	-	5.685	16.859
O-E	Banco Santander Central Hispano S.A.	5.685	83.051	-	-	-	-	-	-	5.685	83.051
O-E	Citibank N.A.	-	27.620	-	-	-	-	-	-	-	27.620
O-E	Dresdner Bank Luxembourg S.A.	-	16.859	-	-	-	-	-	-	-	16.859
O-E	HSBC Bank plc, Spanish Branch	-	20.244	-	-	-	-	-	-	-	20.244
O-E	San Paolo IMI S.p.A.	-	19.349	-	-	-	-	-	-	-	19.349
O-E	BNP Paribas, Spanish Branch	-	16.859	-	-	-	-	-	-	-	16.859
O-E	Deutsche Bank AG, New York Branch	-	16.859	-	-	-	-	-	-	-	16.859
O-E	Landesbank Rheinland-Pfalz-Girozentrale	-	5.269	-	-	-	-	-	-	-	5.269
O-E	Credit Lyonnais, New York Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	10.760
O-E	ING Bank N.V., Curacao Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	10.760
O-E	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.N.Y.	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	10.760
O-E	WestLB AG, New York Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	10.760
O-E	Banco Popular Español S.A.	-	7.536	-	-	-	-	-	-	-	7.536
O-E	Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG.	-	3.193	-	-	-	-	-	-	-	3.193
O-E	Bayerische Landesbank, IBF Branch	-	3.193	-	-	-	-	-	-	-	3.193
O-E	Banco de Sabadell, SA	-	2.139	-	-	-	-	-	-	-	2.139
O-E	Israel Discount Bank of New York	-	1.724	-	-	-	-	-	-	-	1.724
O-E	Banca Intesa, S.p.A., London Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	10.760
O-E	Banco Español de Crédito	-	5.364	-	-	-	-	-	-	-	5.364
O-E	Mizuho Corporate Bank, Ltd.	-	4.310	-	-	-	-	-	-	-	4.310
O-E	Landesbank Baden-Wurtemberg	-	4.310	-	-	-	-	-	-	-	4.310
O-E	Royal Bank of Canada Europe Limited	-	10.761	-	-	-	-	-	-	-	10.761
O-E	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	5.685	-	-	-	-	-	-	-	5.685	-
O-E	Citibank N.A.Nassau, Bahamas Branch	5.685	-	-	-	-	-	-	-	5.685	-
O-E	BIRF - 2833 CH	-	-	-	-	-	-	-	1.144.981	-	1.144.981
Totales		10.077.667	20.373.416	125.395	126.861	412.818	435.146	415.332	1.567.636	11.031.212	22.503.059
Monto de capital adeudado		9.593.970	18.852.569	124.218	124.781	411.782	432.999	408.688	1.540.204	10.538.658	20.950.553
Tasa interés promedio anual ponderado		4,11	3,07	3,00	3,00	0,90	0,89	5,88	4,56	4,04	3,13

Porcentaje obligaciones moneda extranjera 100%
 Porcentaje obligaciones moneda nacional 0%

16. OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS Y OTRAS INSTITUCIONES-LARGO PLAZO

Para completar el financiamiento de sus obras de electrificación, para adquirir en el extranjero maquinarias y equipos para sus sistemas eléctricos y para financiar sus inversiones en el exterior, la Sociedad, ha contratado préstamos con diferentes organismos financieros, bancos y entidades comerciales, tanto nacionales como extranjeros.

El total de gastos financieros de la Sociedad, provenientes principalmente del servicio de préstamos ascendió a M\$135.042.617 (M\$142.985.228.- en 2003).

Durante el ejercicio 2004, se han imputado gastos financieros al costo de obras en ejecución por M\$7.247.224 (M\$19.622.600 (abono) en 2003).

Con el fin de disminuir los riesgos de las diferencias de cambio por los préstamos en moneda extranjera distinta del dólar, la Sociedad ha realizado una estrategia de cobertura de riesgo mediante operaciones de Swap internacional y cobertura de futuro de moneda.

Obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo al 31 de diciembre de 2004 y de 2003.

RUT	Banco o institución financiera	Moneda o índice de reajuste	Años de Vencimiento					Total largo plazo al cierre M\$	Tasa de interés anual promedio	Fecha cierre periodo actual Total largo plazo al cierre M\$
			Más de 1 hasta 2 M\$	Más de 2 hasta 3 M\$	Más de 3 hasta 5 M\$	Más de 5 hasta 10 M\$	Más de 10			
O-E	Banco Nationale de Paris	Dólares	2.544.205	2.544.205	4.378.968	-	-	9.467.378	5,78	41.107.965
O-E	Citibank N.A. Nassau, Bahamas Branch	Dólares	-	-	34.837.500	-	-	34.837.500	2,94	-
O-E	The Bank of Tokio - Mitsubishi Itda.	Dólares	-	-	-	-	-	-	2,89	5.839.939
		Yenes	-	-	-	-	-	-	-	432.999
		Euros	-	-	-	-	-	-	-	124.781
		Otras	-	-	-	-	-	-	-	412.208
O-E	Export Development Corp. Loan 8186	Dólares	789.576	789.576	1.579.152	3.947.880	-	7.106.184	2,86	8.495.248
O-E	Banque Nationale de París	Dólares	911.946	911.946	1.823.892	4.559.730	911.946	9.119.460	5,98	14.374.183
O-E	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	Dólares	-	-	34.837.500	-	-	34.837.500	2,94	9.126.754
O-E	Banco Santander Central Hispano S.A.	Dólares	-	-	34.837.500	-	-	34.837.500	2,94	44.959.632
O-E	Citibank N.A.	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	14.951.972
O-E	Dresdner Bank Luxembourg S.A.	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	9.126.754
O-E	HSBC Bank plc, Spanish Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	10.959.017
O-E	San Paolo IMI S.p.A.	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	10.475.024
O-E	BNP Paribas, Spanish Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	9.126.754
O-E	Deutsche Bank AG, New York Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	9.126.754
O-E	Landesbank Rheinland-Pfalz-Girozentrale	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	2.852.112
O-E	Credit Lyonnais, New York Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219
O-E	ING Bank N.V., Curacao Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219
O-E	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.N.Y.Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219
O-E	WestLB AG, New York Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219
O-E	Banco Popular Español S.A.	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	4.079.381
O-E	Bayernische Hypo- und Vereinsbank AG, IBF Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	1.728.552
O-E	Bayernische Landesbank, IBF Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	1.728.552
O-E	Banco de Sabadell, SA	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	1.158.131
O-E	Israel Discount Bank of New York	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	933.418
O-E	Banca Intesa, S.p.A., London Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219
O-E	Banco Español de Crédito	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	2.903.969
O-E	Mizuho Corporate Bank, Ltd.	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	2.333.544
O-E	Landesbank Baden-Wurttemberg	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	2.333.544
O-E	Royal Bank of Canada Europe Limited	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	5.825.221
O-E	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.N.Y.Branch	Dólares	-	-	-	-	-	-	-	-
O-E	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	Dólares	-	-	34.837.500	-	-	34.837.500	2,94	-
Totales			4.245.727	4.245.727	147.132.012	8.507.610	911.946	165.043.022		243.642.503

Porcentaje obligaciones moneda extranjera

100%

Porcentaje obligaciones moneda nacional

0%

16. OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS Y OTRAS INSTITUCIONES- LARGO PLAZO, CONTINUACIÓN

Con fecha 15 de Mayo de 2003, Endesa y un conjunto de 23 bancos, para los que actúa como Agente Citibank N.A., han suscrito un crédito sindicado para refinanciar deudas bancarias por US\$742.857.142,86.

Producto de este refinaciamiento, las obligaciones de Endesa cuyos vencimientos estaban programados para los años 2003 y 2004, se difirieron hasta el año 2008, con amortizaciones de capital a partir del año 2005.

El crédito sindicado que abarca la refinanciación, elimina el evento de tener que prepagar las obligaciones por una rebaja de la clasificación de riesgo de la compañía a niveles inferiores al grado de inversión. ("Investment grade")

Endesa Chile ha prepagado la totalidad del crédito sindicado con recursos provenientes de la venta de activos y colocación de bonos en el mercado internacional y local durante el año 2003 y a un nuevo crédito por MUS\$ 250.000 suscrito con fecha 4 de febrero de 2004.

Con fecha 10 de noviembre de 2004, Endesa Chile ha suscrito un nuevo crédito por MUS\$ 250.000, con el cual procedió a prepagar el crédito suscrito con fecha 4 de febrero de 2004.

El nuevo crédito de Endesa Chile contempla amortización al vencimiento el 11 de noviembre de 2010 y un spread sobre libor de 0,375%.

La operación se materializó sin garantías, avales o restricciones de inversiones o endeudamiento.

17. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO

- a. La Sociedad ha efectuado cinco emisiones de bonos de oferta pública en el mercado nacional, en las siguientes fechas:
 - El 12 de septiembre de 1988 la Sociedad inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N°105, una primera emisión de bonos por U.F.5.000.000, la cual fue totalmente colocada antes del término del ejercicio al 31 de diciembre de 1988. Esta emisión se encuentra totalmente cancelada al 1 de septiembre de 2000.
 - El 24 de agosto de 1989 se inscribió, bajo el N°111, la segunda emisión de bonos por U.F.6.000.000 la cual fue totalmente colocada al 31 de diciembre de 1990. Esta emisión se encuentra totalmente cancelada al 1 de octubre de 2001.
 - El 7 de diciembre de 1990 se inscribió, bajo el N°131, la tercera emisión de bonos por U.F.4.000.000. De esta emisión, al 31 de diciembre de 2003 se han colocado U.F.2.030.000. El saldo de U.F.1.970.000 ha quedado anulado, por haber vencido el plazo de colocación.
 - El 9 de agosto de 2001 se inscribió bajo el N°264, la cuarta emisión de bonos por U.F.7.500.000 la cual fue totalmente colocada al 31 de diciembre de 2001.
 - El 26 de noviembre de 2002 se inscribió bajo el N° 317 y 318 y se procedió a su modificación el 2 de octubre de 2003, la quinta emisión de bonos por U.F. 8.000.000, la cual fue totalmente colocada al 31 de diciembre de 2003.

La clasificación de riesgo de las dos últimas emisiones de bonos, a la fecha de estos estados financieros es la siguiente:

Entidad Clasificadora	Categoría
- Feller-Rate Clasificadora de Riesgo Ltda.	A+
- Comisión Clasificadora de Riesgo	A+
- Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.	A+

17. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO, CONTINUACIÓN

CONDICIONES DE LAS EMISIÓNES

Tercera Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos al portador en moneda nacional, denominados en Unidades de Fomento.
Monto de la emisión	: Cuatro millones de Unidades de Fomento (U.F.4.000.000) divididas en: - Serie C-1: 120 bonos de U.F.10.000 cada uno. - Serie C-2: 800 bonos de U.F.1.000 cada uno. - Serie D-1: 120 bonos de U.F.10.000 cada uno. - Serie D-2: 800 bonos de U.F.1.000 cada uno.
Reajuste	: La variación de la Unidad de Fomento.
Plazo de amortización	: Series C-1 y C-2: 15 años (5 años de gracia y 10 años para amortizar el capital). Series D-1 y D-2: 20 años (5 años de gracia y 15 años para amortizar el capital).
Amortización del capital	: Series C-1 y C-2: 20 cuotas semestrales y sucesivas a partir del 1º de mayo de 1996. Series D-1 y D-2: 30 cuotas semestrales y sucesivas a partir del 1º de mayo de 1996 Las cuotas de amortización son crecientes.
Rescate anticipado amortización	: A opción del emisor, a partir del 1º de mayo de 1996 y sólo en las fechas de pago de intereses y
Tasa de interés nominal	: 6,8% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 3,34409%.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, vencidos los días 1º de mayo y 1º de noviembre de cada año, a partir del 1º de mayo de 1991. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$201.501, (M\$228.969 en 2003), y se presentan en el pasivo circulante.
Garantía	: No tiene garantía específica alguna, salvo la general de todos los bienes del emisor.
Plazo de colocación	: 48 meses a partir de la fecha de inscripción en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Cuarta Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos al portador desmaterializados en moneda nacional, denominados en Unidades de Fomento.
Monto de la emisión	: Hasta siete millones quinientos mil Unidades de Fomento (U.F.7.500.000) divididas en: (*) - Serie E-1: 1.500 títulos de U.F.1.000 cada uno. - Serie E-2: 600 título de U.F.10.000 cada uno. - Serie F: 200 título de U.F.10.000 cada uno.
Reajuste	: La variación de la Unidad de Fomento.
Plazo de amortización	: Series E-1 y E-2: 1º de agosto de 2006. Series F: 1º de agosto de 2022
Rescate anticipado	: Sólo en el caso de los bonos serie F, a contar del 1º de febrero de 2012.
Tasa de interés nominal	: 6,20% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 3,0534%.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, vencidos los días 1º de agosto y 1º de febrero de cada año, a partir del 1º de agosto de 2001. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$3.304.725, (M\$3.309.694 en 2003), y se presentan en el pasivo circulante.
Garantía	: No tiene garantía específica alguna, salvo la general de todos los bienes del emisor.
Plazo de colocación	: 36 meses a partir de la fecha de inscripción en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

17. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO, CONTINUACIÓN

Quinta Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos al portador desmaterializados en moneda nacional, denominados en Unidades de Fomento.
Monto de la emisión	: Ocho millones Unidades de Fomento (U.F.8.000.000) divididas en:
	- Serie G: 4.000 títulos de U.F.1.000 cada uno.
	- Serie H: 4.000 títulos de U.F.1.000 cada uno.
Reajuste	: La variación de la Unidad de Fomento.
Plazo de amortización	: Serie G: 15 de octubre de 2010. Serie H semestrales y sucesivas a partir del 15 de abril de 2010.
Rescate anticipado	: Sólo en el caso de los bonos serie G, a contar del 16 de octubre de 2004.
Tasa de interés nominal	: Serie G: 4,8% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 2,3719%. Serie H: 6,2% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 3,0534%.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, vencidos los días 15 de abril y 15 de octubre de cada año, a partir del 15 de abril de 2004. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$1.565.822, (M\$ 1.568.167 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.
Garantía	: No tiene garantía específica alguna, salvo la general de todos los bienes del emisor.
Plazo de colocación	: 36 meses a partir de la fecha de inscripción en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

(*) Mediante operaciones swap se cambió la deuda en U.F. a dólares estadounidenses, quedando una posición neta de M\$ 8.089.737 cifra que se presenta en otros pasivos a largo plazo.

- b. La Sociedad ha efectuado cuatro emisiones y colocación de bonos de oferta pública y privada en el mercado internacional de acuerdo al siguiente detalle:

La clasificación de riesgo de estas emisiones de bonos, a la fecha de estos estados financieros es la siguiente:

Entidad Clasificadora	Categoría
- Standard & Poor's	BBB-
- Moody's Investors Services.	Ba2
- Fitch	BBB-

Primera Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (Yankee Bonds), en el mercado estadounidense.
Monto de la emisión	: Seiscientos cincuenta millones de Dólares (US\$650.000.000) divididos en:
	- Serie 1: US\$230.000.000
	- Serie 2: US\$220.000.000
	- Serie 3: US\$200.000.000
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización del capital	: Serie 1 vencimiento total el 1º de febrero del 2027 Serie 2 vencimiento total el 1º de febrero del 2037 (tiene un Put option el 1º de febrero del 2009, fecha en la cual, los tenedores pueden rescatarlos al 100% más intereses acumulados). Serie 3 vencimiento total el 1º de febrero del 2097.

17. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO, CONTINUACIÓN

Tasa de interés nominal	: Serie 1 tasa 7,875% anual Serie 2 tasa 7,325% anual Serie 3 tasa 8,125% anual
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 1º de febrero y 1º de agosto de cada año, a partir del 27 de enero de 1997. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$11.723.401, (M\$12.801.201 en 2003), y se presentan en el pasivo circulante.

Segunda Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (Yankee Bonds), en el mercado estadounidense.
Monto de la emisión	: Cuatrocientos millones de dólares estadounidenses (US\$400.000.000).
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización del capital	: Serie 1 vencimiento total el 15 de julio del 2008.
Tasa de interés nominal	: Serie 1 tasa 7,75% anual.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 15 de enero y 15 de julio de cada año, a partir del 15 de enero de 1999. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$7.919.724, (M\$8.647.830.- en 2003), y se presentan en el pasivo circulante.

Tercera Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (Yankee Bonds), en el mercado estadounidense.
Monto de la emisión	: Cuatrocientos millones de dólares estadounidenses (US\$400.000.000).
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización del capital	: Serie 1 vencimiento total el 1 de abril del 2009.
Tasa de interés nominal	: Serie 1 tasa 8,50% anual.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 1 de octubre y 1 de abril de cada año, a partir del 1 de octubre de 1999. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$4.737.900, (M\$5.173.483 en 2003), y se presentan en el pasivo circulante.

Cuarta Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos electrónicos a la orden, denominados en dólares norteamericanos, en el mercado estadounidense y europeo, bajo norma "Rule 144A" y "Regulation S".
Monto de la emisión	: Seiscientos millones de dólares estadounidenses (US\$600.000.000) divididos en: - Serie 01.08.2013 : US\$ 400.000.000 - Serie 01.08.2015 : US\$ 200.000.000
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización del capital	: Serie de MMUS\$ 400 vencimiento total el 1 de agosto del 2013. Serie de MMUS\$ 200 vencimiento total el 1 de agosto del 2015
Tasa de interés nominal	: Serie de MMUS\$ 400 tasa 8,35% anual. Serie de MMUS\$ 200 tasa 8,625% anual.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 1 de febrero y 1 de agosto de cada año, a partir del 23 de julio de 2003. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$11.763.463, (M\$ 13.444.908 en 2003), y se presentan en el pasivo circulante.

17. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO, CONTINUACIÓN

Recompra de bonos

Endesa Chile Internacional, filial de Endesa en un 100%, efectuó durante el mes de noviembre de 2001 un Tender Offer, para la compra total o parcial en efectivo de la primera emisión de las siguientes series de bonos en dólares (Yankee Bonds).

- Serie 1: MUS\$230.000 a 30 años con vencimiento el año 2027.
- Serie 3: MUS\$200.000 a 100 años con vencimiento el año 2097.

Como resultado de la oferta que expiró el 21 de noviembre de 2001 se compraron bonos de la serie 1 y serie 3 en un valor de MUS\$21.324 y MUS\$134.828, respectivamente cuyos valores nominales era de MUS\$24.119 y MUS\$159.584 para cada serie.

El detalle de las obligaciones con el público de corto y largo plazo es el siguiente:

Nº de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado	Unidad de reajuste	% de reajuste	Tasa de interés	Plazo final	Periodicidad		Valor par		Colocación en Chile o en el extranjero
							Pago de interés	Pago de amortización	2004 M\$	2003 M\$	
Bonos primera emisión	Uno	230.000.000	US\$	7,88	01/02/2027	Semestral	Al vencimiento		4.206.628	4.593.367	Extranjero
Bonos primera emisión	Dos	220.000.000	US\$	7,33	01/02/2037	Semestral	Al vencimiento		3.742.710	4.086.799	Extranjero
Bonos primera emisión	Tres	200.000.000	US\$	8,13	01/02/2097	Semestral	Al vencimiento		3.774.063	4.121.035	Extranjero
Bonos segunda emisión	Uno	400.000.000	US\$	7,75	15/07/2008	Semestral	Al vencimiento		7.919.724	8.647.831	Extranjero
Bonos tercera emisión	Uno	400.000.000	US\$	8,50	01/04/2009	Semestral	Al vencimiento		4.737.900	5.173.483	Extranjero
131	C-2 D-1 D-2	1.115.287	UF	6,80	01/11/2010	Semestral	Semestral		2.800.303	2.665.953	Chile
264	E-1 y E-2	6.000.000	UF	6,20	01/08/2006	Semestral	Al vencimiento		2.643.780	2.647.755	Chile
264	F	1.500.000	UF	6,20	01/08/2022	Semestral	Semestral		660.946	661.939	Chile
144A		400.000.000	US\$	8,35	01/08/2013	Semestral	Al vencimiento		7.757.150	8.865.591	Extranjero
144A		200.000.000	US\$	8,63	01/08/2015	Semestral	Al vencimiento		4.006.313	4.579.317	Extranjero
318	G	4.000.000	UF	4,80	15/10/2010	Semestral	Al vencimiento		684.563	685.589	Chile
317	H	4.000.000	UF	6,20	15/10/2008	Semestral	Semestral		881.259	882.578	Chile
Total porción corto plazo									43.815.339	47.611.237	
Bonos primera emisión	Uno	230.000.000	US\$	7,88	01/02/2027	Semestral	Al vencimiento		128.202.000	139.988.350	Extranjero
Bonos primera emisión	Dos	220.000.000	US\$	7,33	01/02/2037	Semestral	Al vencimiento		122.628.000	133.901.900	Extranjero
Bonos primera emisión	Tres	200.000.000	US\$	8,13	01/02/2097	Semestral	Al vencimiento		111.480.000	121.729.000	Extranjero
Bonos segunda emisión	Uno	400.000.000	US\$	7,75	15/07/2008	Semestral	Al vencimiento		222.960.000	243.458.000	Extranjero
Bonos tercera emisión	Uno	400.000.000	US\$	8,50	01/04/2009	Semestral	Al vencimiento		222.960.000	243.458.000	Extranjero
131	C-2 D-1 D-2	1.115.287	UF	6,80	01/11/2010	Semestral	Semestral		15.477.997	18.103.889	Chile
264	E-1 y E-2	6.000.000	UF	6,20	01/08/2006	Semestral	Al vencimiento		103.902.300	104.058.000	Chile
264	F	1.500.000	UF	6,20	01/08/2022	Semestral	Semestral		25.975.575	26.014.500	Chile
144A		400.000.000	US\$	8,35	01/08/2013	Semestral	Al vencimiento		222.960.000	243.458.000	Extranjero
144A		200.000.000	US\$	8,63	01/08/2015	Semestral	Al vencimiento		111.480.000	121.729.000	Extranjero
318	G	4.000.000	UF	4,80	15/10/2010	Semestral	Al vencimiento		69.268.200	69.372.000	Chile
317	H	4.000.000	UF	6,20	15/10/2008	Semestral	Semestral		69.268.200	69.372.000	Chile
Total largo plazo									1.426.562.272	1.534.642.639	

18. PROVISIONES

a. Provisiones de corto plazo

	2004 M\$	2003 M\$
Indemnización por años de servicio	153.226	59.136
Provisión beneficios del personal	2.998.636	2.139.033
Beneficios post-jubilatorio	169.898	689.777
Provisión Concesión Marítima Canutillar	-	461.250
Compra de Energía y Potencia	-	1.820.672
Provisión de contingencias	1.777.302	5.709.827
Otras provisiones	1.189.695	982.536
Totales	6.288.757	11.862.231

b. Provisiones de largo plazo

El detalle al cierre de cada ejercicio es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
Indemnización por años de servicio	2.802.224	2.096.533
Beneficios post-jubilatorio	4.120.654	3.110.686
Totales	6.922.878	5.207.219

19. INDEMNIZACIONES AL PERSONAL POR AÑOS DE SERVICIO

Como se indica en la nota 2o, la Sociedad tiene constituida una provisión para cubrir indemnizaciones por años de servicio de su personal

El detalle al cierre de cada período es el siguiente:

	Largo plazo	
	31.12.2004 M\$	31.12.2003 M\$
Indemnización años de servicio	2.045.398	1.515.184
Saldo Inicial al 1º de Enero	891.826	623.434
Aumento de la Provisión	(95.654)	-
Pagos del período	(39.346)	(42.085)
Totales	2.802.224	2.096.533

20. OTROS PASIVOS A LARGO PLAZO

El detalle del rubro es el siguiente:

	2004 M\$	2003 M\$
Ingreso diferido Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	3.554.085	3.719.024
Ingreso diferido Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	1.046.596	1.090.204
Ingreso diferido Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	1.408.161	1.642.855
Ingreso diferido Betania S.A. (fee operador)	459.536	791.411
Provisión patrimonio negativo Filiales	8.419.340	6.700.561
Instrumentos derivados (Swap)	8.089.737	-
Fair value Swap, Collar	1.994.963	2.917.340
Totales	24.972.418	16.861.395

21. CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

a. Variaciones del patrimonio

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003 las cuentas del patrimonio tuvieron los siguientes movimientos.

Rubros	2004						Total Patrimonio M\$	
	Capital pagado M\$	Sobreprecio en venta de acciones propias M\$		Otras reservas M\$	Utilidades (Pérdidas) acumuladas M\$	Déficit acumulado en período desarrollo filiales M\$		
Saldo inicial	1.050.193.846	206.008.557	47.496.237	109.151.303	1.688.185	78.130.912	1.492.669.040	
Distribución resultado ejercicio anterior	-	-	-	-	78.130.912	-	(78.130.912)	
Dividendo definitivo ejercicio anterior	-	-	-	-	(18.864.036)	-	(18.864.036)	
Déficit acumulado período de desarrollo	-	-	-	-	1.688.185	(1.688.185)	-	
Reserva por cobertura de inversiones B.T. 64	-	-	(18.321.636)	-	-	-	(18.321.636)	
Ajustes VPP filiales nacionales en moneda extranjera	-	-	(7.124.947)	-	-	-	(7.124.947)	
Revalorización capital propio	26.254.846	5.150.214	1.187.406	4.158.338	-	-	36.750.804	
Utilidad del ejercicio	-	-	-	-	-	83.788.756	83.788.756	
Saldo final	1.076.448.692	211.158.771	23.237.060	174.264.702	-	83.788.756	1.568.897.981	
Saldos actualizados								

b. Dividendos

De acuerdo con las disposiciones de la Ley N°18.046, la Sociedad deberá destinar no menos del 30% de la utilidad al pago de dividendos a los accionistas.

En los últimos años la Sociedad ha pagado los siguientes dividendos a sus accionistas:

Fecha de pago	Monto por acción		
	Valor histórico \$	Actualizado al 31.12.2004 \$	Tipo de dividendo
Abri 1996	3,46337	4,74787	Definitivo
Julio 1996	3,10000	4,17261	Provisorio
Octubre 1996	5,00000	6,65146	Provisorio
Enero 1997	3,00000	3,92802	Provisorio
Abri 1997	5,95117	7,63818	Definitivo
Julio 1997	2,30000	2,93499	Provisorio
Octubre 1997	4,80000	5,99513	Provisorio
Enero 1998	1,00000	1,23174	Provisorio
Abri 1998	3,64800	4,44170	Definitivo
Mayo 1999	2,06200	2,41377	Definitivo
Abri 2001	0,96000	1,04823	Definitivo
Abri 2002	0,94000	1,01821	Definitivo
Abri 2004	2,30000	2,36000	Definitivo

c. Número de acciones

El detalle del número de acciones es el siguiente:

Serie	Número de acciones suscritas	Número de acciones agadas	Número de acciones con derecho a voto
UNICA	8.201.754.580	8.201.754.580	8.201.754.580

d. Capital

El detalle del capital suscrito y pagado es el siguiente:

Serie	Capital suscrito M\$	Capital pagado M\$
UNICA	1.076.448.692	1.076.448.692

2003

Capital pagado M\$	Sobreprecio en venta de acciones propias M\$	Otras reservas M\$	Utilidades (Pérdidas) acumuladas M\$	Déficit acumulado en período desarrollo filiales M\$	Utilidad (Pérdida) del ejercicio M\$	Total Patrimonio M\$
1.039.795.887	203.968.868	77.203.595	124.859.591	(5.873.565)	(9.319.056)	1.430.635.320
-	-	-	(16.788.995)	7.469.939	9.319.056	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
-	-	(11.419.005)	-	-	-	(11.419.005)
10.397.959	2.039.689	(19.060.389)	-	75.847	-	(18.984.542)
		772.036	1.080.707	15.964	-	14.306.355
		-	-	-	78.130.912	78.130.912
1.050.193.846	206.008.557	47.496.237	109.151.303	1.688.185	78.130.912	1.492.669.040
1.076.448.692	211.158.771	48.683.642	111.880.086	1.730.390	80.084.185	1.529.985.766

21. CAMBIOS EN EL PATRIMONIO, CONTINUACIÓN

e. Otras reservas

El detalle de las partidas incluidas en esta cuenta es el siguiente:

2004	Saldos al 01-01-2004	Corrección monetaria	Movimiento del ejercicio	Saldos al 31.12.2004
	M\$	M\$	M\$	M\$
Revalorización acumulada del capital	1.667.838	41.696	-	1.709.534
Revalorización ex DFL N° 4	1.143.475	28.587	-	1.172.062
Otras reservas de revalorización	74.410	1.860	-	76.270
Reserva de retasación técnica del activo fijo (Circs. 550 y 566 SVS)	28.604.964	715.124	-	29.320.088
Mayor valor inversiones en filiales (Circs. 550 y 566 SVS)	24.054.623	601.366	-	24.655.989
Ajuste VPP filiales Boletín Técnico N° 51	(325.933)	(8.149)	-	(334.082)
Ajuste VPP filiales nacionales en mon. extranjera	(1.103.009)	(27.575)	(7.124.947)	(8.255.531)
Ajuste VPP por disminución de capital en filiales extranjeras	(6.071.333)	(151.783)	-	(6.223.116)
Reserva Boletín Técnico N° 64 (1)	(548.798)	(13.720)	(18.321.636)	(18.884.154)
Totales	47.496.237	1.187.406	(25.446.583)	23.237.060

(1) Detalle ajuste acumulado Boletín Técnico N° 64

	Saldo al 01-01-2004	Corrección monetaria	Movimiento del ejercicio	Saldo al 31.12.2004
	M\$	M\$	M\$	M\$
Endesa Argentina S.A.	4.255.822	106.396	(4.355.347)	6.871
Endesa Chile Internacional S.A.	1.644.508	41.113	-	1.685.621
Distrilec Inversora S.A.	158.652	3.966	(132.781)	29.837
Cono Sur S.A.	(6.571.292)	(164.282)	(13.340.275)	(20.075.849)
Central Costanera S.A.	(133.366)	(3.334)	(376.531)	(513.231)
Cesa S.A.	-	-	(14.244)	(14.244)
Endesa de Colombia S.A.	113.150	2.829	(115.979)	-
Betania S.A.	-	-	115.979	115.979
Ingendesa Do Brasil Ltda.	(16.272)	(408)	(102.458)	(119.138)
Total	(548.798)	(13.720)	(18.321.636)	(18.884.154)

21. CAMBIOS EN EL PATRIMONIO, CONTINUACIÓN

	Saldo al 01-01-2003 M\$	Corrección monetaria M\$	Movimiento del ejercicio M\$	Saldo al 31.12.2003 M\$	Saldos al 31.12.2003 actualizados M\$
Revalorización acumulada del capital	1.651.325	16.513	-	1.667.838	1.709.534
Revalorización ex DFL N° 4	1.132.153	11.322	-	1.143.475	1.172.062
Otras reservas de revalorización	73.673	737	-	74.410	76.270
Reserva de retasación técnica del activo fijo (Circs. 550 y 566 SVS)	28.321.747	283.217	-	28.604.964	29.320.088
Mayor valor inversiones en filiales (Circs. 550 y 566 SVS)	23.816.458	238.165	-	24.054.623	24.655.989
Ajuste VPP filiales Boletín Técnico N° 51	(322.706)	(3.227)	-	(325.933)	(334.082)
Ajuste VPP filiales nacionales en mon. extranjera	17.779.585	177.795	(19.060.389)	(1.103.009)	(1.130.585)
Ajuste VPP por disminución de capital en filiales ext.	(6.011.221)	(60.112)	-	(6.071.333)	(6.223.116)
Reserva Boletín Técnico N° 64 (2)	10.762.581	107.626	(11.419.005)	(548.798)	(562.518)
Totales	77.203.595	772.036	(30.479.394)	47.496.237	48.683.642

(2) Detalle ajuste acumulado Boletín Técnico N° 64

	Saldo al 01-01-2003 M\$	Corrección monetaria M\$	Movimiento del ejercicio M\$	Saldo al 31.12.2003 M\$	Saldos al 31.12.2003 actualizados M\$
Endesa Argentina S.A.	7.566.681	75.667	(3.386.526)	4.255.822	4.362.218
Endesa Chile Internacional S.A.	1.628.226	16.282	-	1.644.508	1.685.621
Distrilec Inversora S.A.	525.526	5.255	(372.129)	158.652	162.618
Cono Sur S.A.	-	-	(6.571.292)	(6.571.292)	(6.735.574)
Central Costanera S.A.	-	-	(133.366)	(133.366)	(136.700)
Endesa de Colombia S.A.	1.052.188	10.522	(949.560)	113.150	115.979
Ingendesa Do Brasil Ltda.	(10.040)	(100)	(6.132)	(16.272)	(16.680)
Total	10.762.581	107.626	(11.419.005)	(548.798)	(562.518)

22. OTROS INGRESOS Y EGRESOS FUERA DE EXPLOTACIÓN

a. Otros ingresos fuera de explotación

	2004 M\$	2003 M\$
Utilidad en venta de activos	487.783	1.535.936
Garantía Sponsor bonos	-	702.570
Reliquidación Energía y Potencia ejercicio anteriores (1)	19.634.557	422.481
Recuperación de gastos	778.567	411.020
Ajuste de Inversión empresas relacionadas	23.939	-
Indemnizaciones y comisiones recibidas	5.480	808.168
Utilidad en venta de Infraestructura 2000	-	605.933
Reverso provisión contingencias	7.298.468	6.164.408
Utilidad Liquidación Swaps	5.686.999	-
Otros ingresos	933.233	834.276
Total	34.849.026	11.484.792

(1) El monto registrado en el año 2004 corresponde al resultado de las reliquidaciones de los balances de Potencia Firme correspondiente al período abril 2000 – marzo 2004 (ver nota 32). El monto registrado en el año 2003, corresponde a reliquidaciones provisorias de Energía y Potencia por operaciones realizadas en años anteriores.

22. OTROS INGRESOS Y EGRESOS FUERA DE EXPLOTACION, CONTINUACIÓN

b. Otros egresos fuera de explotación

	2004 M\$	2003 M\$
Provisión litigios y responsabilidad contingencias	2.659.167	3.641.052
Pérdida en venta de activos	461.047	7.859.918
Ajustes Inversiones empresas relacionadas	1.461.939	6.140.960
Provisión patrimonio negativo Inversiones	1.718.655	2.322.412
Beneficio al personal retirado	1.617.656	1.245.717
Bono de desempeño y participación personal	760.267	-
Reliquidación energía y potencia ejercicios anteriores	661.317	364.163
Amortización aportes Chilectra, CGE y dirección de riego	525.219	525.219
Bajas por obsolescencia activo fijo	-	8.673.361
Remuneración del Directorio	219.353	248.764
Otros egresos	1.856.551	2.334.643
Total	11.941.171	33.356.209

23. CORRECCION MONETARIA

La aplicación del mecanismo de corrección monetaria al 31 de diciembre de 2004 y 2003, descrito en Nota 2e, originó los efectos que se resumen a continuación:

	Indice de reajustabilidad	2004 M\$	2003 M\$
Activos (cargos) abonos			
Activo fijo	IPC	26.969.374	12.796.225
Inversiones en empresas relacionadas	IPC	49.117.159	14.568.740
Otros activos no monetarios	IPC - UF	5.038.294	848.380
Activos monetarios	IPC	1.768.337	2.018.132
Cuentas de gastos y costos	IPC	4.959.062	8.518
Total (cargos) abonos		87.852.226	30.239.995
Pasivos (cargos) abonos			
Patrimonio	IPC	(36.750.804)	(14.664.014)
Pasivos no monetarios	IPC - UF	(43.096.148)	(14.106.584)
Pasivos monetarios	IPC	(304.573)	(33.428)
Cuentas de ingresos	IPC	(6.267.552)	(18.842)
Total (cargos) abonos		(86.419.077)	(28.822.868)
Utilidad por corrección monetaria		1.433.149	1.417.127

24. DIFERENCIA DE CAMBIO

El detalle de las diferencias de cambio generadas en 2004 y 2003 es el siguiente:

	Moneda	2004 M\$	2003 M\$
Activos (cargos) abonos			
Disponible	US\$	1.055.599	3.130.768
Depósito a plazo	US\$	(667.145)	(5.717.973)
Deudores varios	UC	9.326	(121.589)
Documentos por cobrar empresas relacionadas	US\$	5.184.661	13.080.207
Deudores a largo plazo	US\$	849.714	138.124
	UC	7.077	(228.007)
Documentos por cobrar empresas relacionadas	US\$	-	-
Otros	US\$	-	-
Total (cargos) abonos		6.439.232	10.281.530
Pasivos (cargos) abonos			
Obligaciones con bcos. e inst. financ. corto plazo	US\$	(461.024)	(1.151.638)
Obligaciones con bancos en instituciones financieras largo plazo porción corto plazo	US\$	(731.942)	4.275.205
	LIBRAS	(100.925)	-
	YENES	14.655	57.473
	UP	-	171.411
	EUROS	1.206	89.379
Obligaciones con el público (bonos) corto plazo	US\$	129.316	103.918
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	US\$	-	-
Acreedores varios	US\$	2.083.358	40.887
Otros pasivos circulantes	US\$	78.150	515.138
Obligaciones con bancos e instituciones financieras	US\$	17.590.983	57.651.714
	LIBRAS	905.122	-
	YENES	3.748	40.257
	UP	-	14.394
	EUROS	450	1.033
Obligaciones con el público (bonos)	US\$	60.944.376	133.941.789
Acreedores varios	US\$	(403.865)	(177.377)
Doctos. y cuentas por pagar a empresas relacionadas	US\$	(3.366.355)	(30.982.830)
Otros pasivos	US\$	(4.619.726)	8.852.784
Forwards	US\$	(1.708.406)	(371.100)
Total (cargos) abonos		70.359.121	173.072.437
Utilidad por diferencia de cambio		76.798.353	183.353.967

25. GASTOS DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE TÍTULOS ACCIONARIOS Y DE TÍTULOS DE DEUDA

Los gastos de emisión y colocación de títulos de deuda que se incurrieron durante el ejercicio en colocación de bonos, se desglosan como sigue:

	2004 M\$	2003 M\$
Impuesto de Timbres y Estampillas	-	2.231.224
Comisiones	-	2.660.768
Asesorías	381.109	874.661
Otros gastos	93.708	56.775
Total	474.817	5.823.428

Dichos gastos se encuentran registrados en el rubro otros de otros activos, los que serán amortizados en igual ejercicio de duración de los bonos.

26. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El detalle de los otros, originados por actividades de financiamiento e inversión son los siguientes:

Ejercicio 2004:

Otras fuentes por financiamiento

Ingreso por utilidad liquidación Swap M\$ 5.653.081

Otros desembolsos por financiamiento

Gastos por colocación deuda Jumbo 3 M\$ 1.938.551

Forwards M\$ 780.280

Otros ingresos de Inversión

Recuperación préstamos otorgados a ex filiales de Infraestructura 2000 S.A. M\$ 1.760.516

Recuperación préstamos otorgados a OHL por venta de Infraestructura 2000 S.A. M\$ 38.552.256

Devolución de Capital Endesa Chile Internacional M\$ 45.200.674

Liquidación de Endesa de Colombia M\$ 9.893

Ejercicio 2003:

Otros desembolsos por financiamiento

Pago por cobertura contratos Forward M\$ 1.114.841

Pagos por colocación de deuda Jumbo 2 M\$ 28.652.228

Otros ingresos de Inversión

Devolución capital Inversiones Electrogas M\$ 1.260.879

Recuperación préstamos otorgados a ex filiales de Infraestructura 2000 S.A. M\$ 118.067.105

Otros desembolsos de Inversión

Préstamos otorgados a ex filiales de Infraestructura 2000 S.A. M\$ 68.970.280

27. CONTRATOS DE DERIVADOS

Al 31 de diciembre de 2004, la Sociedad y sus filiales, mantienen contratos forwards y swaps con instituciones financieras, con el objeto de cubrir la posición cambiaria de pasivos de largo plazo denominados en moneda extranjera (dólares estadounidenses) de acuerdo al siguiente detalle:

Tipo de derivado	Tipo de contrato	Valor del contrato USD	Plazo de vencimiento o expiración	Descripción de los Contratos			Valor de la partida protegida M\$	Cuentas contables que afecta			
				Posición compra/venta	Partida o transacción protegida	Nombre		Activo/pasivo	Nombre	Monto M\$	Efecto en resultado M\$
S (1)	CI	50.000.000	3º Trimestre 2006	Moneda	V	-	-	Otros Pasivo L/P	(1.191.862)	-	3.756.841
S (1)	CI	50.000.000	3º Trimestre 2006	Moneda	V	-	-	Otros pasivos circulantes	-	566.672	373.124
OE	CCTE	50.000.000	1º Trimestre 2006	Tasa de interes	C/V	Oblig. Con Bancos	27.870.000	27.870.000 Otros pas.circ./otras Pas.L/P	(162.879)	566.438	56.359
OE	CCTE	23.000.000	1º Trimestre 2006	Tasa de interes	C/V	Oblig. Con Bancos	12.820.200	12.820.200 Otros pas.circ./otras Pas.L/P	10.984	20.873	-
OE	CCTE	50.000.000	1º Trimestre 2006	Tasa de interes	C/V	Oblig. Con Bancos	27.870.000	27.870.000 Otros pas.circ./otras Pas.L/P	(160.145)	369.958	27.498
OE	CCTE	50.000.000	2º Trimestre 2006	Tasa de interes	C/V	Oblig. Con Bancos	27.870.000	27.870.000 Otros pas.circ./otras Pas.L/P	(161.371)	341.083	100.827
OE	CCTE	50.000.000	2º Trimestre 2006	Tasa de interes	C/V	Oblig. Con Bancos	27.870.000	27.870.000 Otros pas.circ./otras Pas.L/P	(160.588)	337.431	99.177
OE	CCTE	50.000.000	2º Trimestre 2006	Tasa de interes	C/V	Oblig. Con Bancos	27.870.000	27.870.000 Otros pas.circ./otras Pas.L/P	(169.102)	339.537	89.184
FR	CCPE	20.000.000	1º Trimestre 2005	Tasa de cambio	C	Oblig. Con el Público	11.148.000	11.148.000 Otros pas.circulantes	37978	-	55.977
FR	CCPE	10.000.000	1º Trimestre 2005	Tasa de cambio	C	Oblig. Con el Público	5.574.000	5.574.000 Otros pas.circulantes	19.004	-	26.489
FR	CCPE	10.000.000	1º Trimestre 2005	Tasa de cambio	C	Oblig. Con el Público	5.574.000	5.574.000 Otros pas.circulantes	19.044	-	29.389
FR	CCPE	20.000.000	1º Trimestre 2005	Tasa de cambio	C	Oblig. Con el Público	11.148.000	11.148.000 Otros pas.circulantes	40.351	-	58.000
FR	CCPE	18.000.000	1º Trimestre 2005	Tasa de cambio	C	Oblig. Con el Público	10.033.200	10.033.200 Otros pas.circulantes	36.534	-	52.920
				195.647.400	195.647.400				(1.842.052)	2.541.992	4.725.785

(1) Corresponde a un mismo contrato

(2) Corresponde a un mismo contrato

28. CONTINGENCIAS, RESTRICCIONES, COMPROMISOS Y GARANTIAS

- a. Juicios y otras acciones legales en que se encuentre involucrada la empresa

Existen juicios pendientes en contra de la Sociedad a los que ésta ha interpuesto la defensa correspondiente, entre los más relevantes se encuentran los siguientes:

- HQI TRANSELEC CHILE S.A. CON ENDESA.

Reseña del juicio: Transelec demanda en juicio arbitral por cobro de peajes adicionales por el uso que Endesa hace de su sistema de transmisión para proporcionar electricidad a sus clientes: Codelco Salvador, desde el 1º de Octubre del año 2001, y CMP (Cía. Minera del Pacífico), Emelat y Eso La Silla, desde el 1º de Enero del año 2002. Por su parte, Endesa sostiene que no corresponde el pago de dicho peaje, por cuanto los tramos del sistema de transmisión que utiliza para proporcionar ese suministro se encuentran dentro del área de influencia de las Centrales de Endesa y conforme lo dispone el Contrato de Peaje Básico suscrito con Transelec, Endesa tiene el derecho de transitar electricidad para esos clientes, sin pago de peaje adicional. Se basa, además, en que el Contrato Peaje Adicional para dichos clientes terminó junto con la vigencia de los

primitivos contratos de suministro, por lo que corresponde convenir con Transelec un nuevo contrato de peaje adicional, y mientras no se suscriba debe regir lo establecido en la ley que dispone que en tramos comprendidos dentro del área de influencia de Centrales de Endesa, no corresponde pago de peaje adicional y tampoco pago de peaje básico, respecto a tramos a contraflujo.

Cuantía: \$ 3.617.831.425

Estado Procesal: Continúa pendiente de resolución por la Corte Suprema el recurso de casación en el fondo interpuesto por HQI Transelec en contra del fallo de la Corte de Apelaciones de Santiago que rechazó los recursos de queja y casación por ella interpuestos.

- ERRÁZURIZ FRANCISCO JAVIER Y OTROS CON EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD Y OTROS.

Demandada de indemnización de perjuicios ante el 24 Juzgado Civil de Santiago Rol 3622-2003.

Partes: Demandantes: Francisco Javier Errázuriz Talavera
Francisco Javier Errázuriz Ovalle
Matías Errázuriz Ovalle

Demandados: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Francisco Fernández Montero
Luis Felipe Acuña Rivas
Rene Agustín Lara Montoya
Inversiones Cirrus

28. CONTINGENCIAS, RESTRICCIONES, COMPROMISOS Y GARANTIAS, CONTINUACIÓN

Reseña del juicio: La demanda se funda en el hecho de que los demandados habrían deducido en contra de los demandantes acciones criminales basados en hechos ocurridos en el predio de propiedad de estos últimos denominado "La Esperanza de Marchigue" con fecha 21 de agosto de 1998, por el delito de secuestro, querellas que fueron objeto de sobreseimiento definitivo por parte del tribunal que conoció de ellas. Los demandantes estiman que la interposición de estas acciones en su contra les habrían causado daños morales, cuyo resarcimiento demandan.

Cuantía: El total demandado asciende a \$ 1.400.000.000.-

Estado procesal: El tribunal citó a las partes a oír sentencia.

- JUICIO ORDINARIO DE NULIDAD Y OTRAS ACCIONES ENTABLADO POR SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS S.A. EN CONTRA DE ENDESA, CELTA Y FISCO DE CHILE ANTE EL 30º JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO ROL 4061-2002.

Partes: Demandante: Sociedad Punta de Lobos S.A.

Demandada: Endesa, Celta y Fisco de Chile.

Reseña del juicio: La demandante solicita se declare la nulidad absoluta de la cesión y transferencia o de cualquier otro acto jurídico realizados por ENDESA a CELTA, que hayan tenido por objeto los bienes inmuebles que componen la concesión marítima otorgada a ENDESA en el sector de Punta Patache, Primera Región, además de la declaración de caducidad de ésta por parte del tribunal.

Endesa opuso las excepciones y defensas correspondientes. Se decretó la medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre la concesión marítima otorgada a ENDESA y sobre los inmuebles que la componen, la cual se mantiene vigente.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Se citó a las partes a oír sentencia.

- JUICIO ORDINARIO DE CUMPLIMIENTO DE CONTRATO DEDUCIDO POR SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS S.A. EN CONTRA DE ENDESA, CELTA Y TERMINAL MARITIMO MINERA PATACHE S.A. 8vo. JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO, ROL 129-2003.

Partes: Demandante: Sociedad Punta de Lobos S.A.

Demandada: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Cía Eléctrica Tarapacá S.A.
Terminal Marítimo Minera Patache S.A.

Reseña del juicio: La demandante solicitó se ordene a las demandadas el cumplimiento forzoso del llamado "Contrato de Licitación" a que invitó Celta y en el cual intervienen como parte ésta última, Endesa, Terminal Marítimo Patache S.A. y Punta de Lobos S.A., por cuanto éste habría sido incumplido, según alega la actora. En consideración a ello, Punta de Lobos S.A. pide al tribunal deje sin efecto el acto mediante el cual se rechazaron todas las ofertas hechas a Celta con ocasión del proceso de licitación del Puerto Patache; la nulidad del Contrato de Promesa y de Compra Venta, de 30 de noviembre de 2001, celebrado entre Celta y Endesa, como prometientes vendedores y Terminal Marítimo Minera Patache como prometiente comprador; como por último se declare que la voluntad manifestada por las licitantes Endesa y Celta en el Contrato de Promesa y Compraventa de 30 de noviembre de 2001, celebrado con Terminal Marítimo Minera Patache S.A., constituyó una aceptación tácita de la oferta formulada por Punta de Lobos S.A. en el proceso de licitación de Puerto Patache.

Endesa opuso las excepciones y defensas correspondientes. El Tribunal decretó como medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre Puerto Patache.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Sentencia rechazó la demanda. Pendiente conocimiento del recurso de apelación deducido por la contraria ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Se mantiene vigente la medida precautoria de prohibición de celebrar actos o contratos sobre Puerto Patache.

- SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS CON FISCO DE CHILE, ROL 553-2003, 21º JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO.

Partes: Demandante: Sociedad Punta de Lobos S.A.

Demandada: Fisco de Chile

Tercero interesado: Endesa

Reseña del juicio: La demandante solicitó se declare nulo el Decreto Supremo N° 139 del año 2002, emanado del Ministerio de Defensa, Subsecretaría Marina, en razón de haberse emitido contrariando las disposiciones que el ordenamiento jurídico contempla para los efectos de su dictación, decreto según el cual se acogió la ampliación de la Concesión Marítima de Endesa para el embarque de sal por el Puerto Patache, ubicado en la Primera Región.

Endesa se hizo parte del juicio como tercero coadyuvante del Fisco. Endesa opuso las excepciones y defensas correspondientes. Se decretó como medida precautoria la suspensión de cualquier efecto del Decreto Supremo N° 139 de 2002, de la Subsecretaría Marina del Ministerio de Defensa Nacional, la cual se encuentra actualmente vigente.

28. CONTINGENCIAS, RESTRICCIONES, COMPROMISOS Y GARANTIAS, CONTINUACIÓN

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Se encuentra vencido el término probatorio, en espera que se cite a las partes a oír sentencia. En cuanto a la medida precautoria de suspensión de cualquier efecto del Decreto Supremo N°139 de 2002, de la Subsecretaría de Marina, se encuentra pendiente de fallo la apelación en contra de la resolución que negó su alzamiento.

- SEPTIMO JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO ROL 8895-2003 "ARÁNGUIZ Y OTROS CON EMPRESA ELECTRICA PANGUE S.A. Y OTRA"

Demandantes: Juan Francisco Aránguiz Córdova en conjunto con otras 24 personas.

Demandados: Empresa Eléctrica Pangue S.A. y Endesa

Reseña del juicio: Los demandantes, ex accionistas de Pangue S.A., solicitan se declare la nulidad del contrato celebrado entre esta empresa y ENDESA, de fecha 25 de septiembre de 2000, mediante el cual la primera de ellas constituye servidumbre voluntaria sobre sus derechos de agua a favor de la segunda a los efectos de permitir que el punto de restitución de la Central Ralco, ubicada aguas arriba, ocupe la parte final de la cola del embalse Pangue. Sostienen, además, que como consecuencia de la celebración de este contrato, sus acciones en Pangue S.A. habrían perdido valor, por lo cual demandan la suma de \$2.521.996.400 . Por último demandan que, de no haberse celebrado dicho contrato, Pangue S.A. debió haberles distribuido dividendos por un monto de US\$1.742.211.

Cuantía: \$ 3.604.380.176

Estado procesal: No hubo conciliación entre las partes. Se recibió la causa a prueba el 1 de diciembre de 2004, resolución que no ha sido notificada a las partes.

- JUZGADO DE LETRAS DE SANTA BÁRBARA ROL "SOLA RUEDI CON ENDESA, MINISTRO DE ECONOMÍA Y SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES"

Demandante: María Elena Teresa Sola Ruedi

Demandado: Endesa, Ministro de Economía y Superintendente de Electricidad y Combustibles.

Reseña del juicio: Se demanda que se cambie el régimen de servidumbre por el de expropiación y además se pague por mayor

superficie inundada. En subsidio, solicita se determine nuevamente el monto de la indemnización pagada por la servidumbre.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Tuvo lugar comparendo de contestación, alegándose por las demandadas –ENDESA y FISCO- la incompetencia del Tribunal. El tribunal ordenó la suspensión del procedimiento y recibió a prueba el incidente. El FISCO interpuso recursos, concediéndose apelación en lo devolutivo. A la fecha se encuentran pendientes de resolución los incidentes deducidos.

- JUZGADO DE LETRAS DE CURACAUTÍN ROL N° 16007 "SOCIEDAD AGRÍCOLA LOLCO S. A. CON FISCO DE CHILE Y EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S. A."

Demandante: Sociedad Agrícola Lolco S.A.

Demandado: Fisco de Chile y Endesa

Reseña del juicio: Reclamación en contra de la tasación efectuada por la Comisión de Hombres Buenos que determinó el monto que Endesa debe pagar a los propietarios de los predios de las servidumbres constituidas con motivo de concesión eléctrica otorgada mediante Decreto Supremo N° 31 de fecha 18 de enero de 2000, para la construcción de la Central Ralco.

Cuantía: \$1.125.692.626

Estado Procesal: Se dictó fallo acogiéndose la demanda sólo en cuanto ordena pagar a la actora, por mayor valor asignado a los bienes y por sobre los valores ya cancelados, la suma total de \$606.989.867 pesos. Endesa interpuso recursos de apelación y de casación en la forma en contra de dicho fallo.

- JUZGADO DE LETRAS DE SANTA BARBARA, Rol 3938 "BUNSTER BARRUETO CON ENDESA".

Demandante: Bunster Barrueto y Otros

Demandado: Endesa

Reseña del juicio: Gestión iniciada por Endesa de consignación del monto determinado por la Comisión de Hombres Buenos por las servidumbres constituidas con motivo de la concesión eléctrica otorgada mediante Decreto Supremo N° 31 de fecha 18 de enero de 2000, para la construcción de la Central Ralco. En el mismo expediente los demandados formularon reclamo en contra de la tasación efectuada por la Comisión.

Cuantía: \$1.751.000.000

Estado Procesal: Se encuentra en período de prueba.

28. CONTINGENCIAS, RESTRICCIONES, COMPROMISOS Y GARANTIAS, CONTINUACIÓN

b. Reclamaciones Judiciales ante Multas SEC

Corte de Apelaciones de Santiago Rol 5783-04 "ENDESA CON SEC"

Reclamación Resolución N° 1439 de 14.08.2003

Causa: Falla generalizada del SIC ocurrida el día 23.09.2002.

Multa: 1.500 UTA

Estado procesal: Se decreto la vista conjunta con la causa rol 6014-04 "HQI Transelec con SEC". En estado de ser conocida por la Corte de Apelaciones.

c. Otras contingencias

Existen otros juicios y procedimientos que en conjunto ascienden M\$ 3.246.622 al 31 de diciembre de 2004 (M\$ 2.562.513 en 2003).

d. Restricciones a la gestión

Derivado de obligaciones contraídas con instituciones financieras, la Sociedad debe cumplir a nivel consolidado con algunos indicadores y obligaciones, entre los cuales se destacan, entre otros:

- Relación entre deuda y flujo de caja de cuatro trimestres, de Endesa y de sus filiales chilenas, no superior a 9.40x;

- Relación entre deuda consolidada y EBITDA de cuatro trimestres consolidado, no superior a 6.3x;
- Relación entre flujo de caja y gastos financieros de cuatro trimestres, de Endesa y de sus filiales chilenas, no inferior a 1.50x;
- Relación entre deuda consolidada y patrimonio más interés minoritario, no superior a 112,5%
- Activos de empresas cuyo negocio es regulado, no inferior al 50% del activo consolidado total;
- Patrimonio mínimo a lo menos igual a 45.000.000 unidades de fomento.

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, éstas se cumplen satisfactoriamente.

Otras Restricciones

- Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa está sujeto a disposiciones de incumplimiento cruzado. De no ser subsanados ciertos incumplimientos de parte de subsidiarias relevantes, podrían resultar en un incumplimiento cruzado a nivel de Endesa y, en este caso, eventualmente podrían llegar a ser exigibles pasivos de Endesa.

e. Garantías directas

La Sociedad ha tomado Boletas de Garantía a favor de terceros para garantizar el cumplimiento de Obras y trabajos, por un monto ascendente a M\$214.539 (M\$ 1.342.066 en 2003).

f. Garantías indirectas

Acreedor de la garantía	Deudor	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Valor contable	Activos comprometidos		Saldos pendientes de pago a la fecha de cierre				
								2004	2003	2004	2006	2008
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
J.P. Morgan & Co. Y C.S.F.B.	Endesa Chile Internacional	Filial	Aval	83.610.000	83.610.000	92.940.092	-	83.610.000	-	25.394.018	-	
Mitsubishi Co.	Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	Filial	Aval	25.394.018	25.394.018	34.654.483	-	-	-	16.082.048	-	
Chase Manhattan Bank	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Filial	Aval	-	-	-	-	-	-	-	-	
Banco Español de Crédito	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Filial	Aval	16.082.048	16.082.048	22.573.634	-	-	-	1.802.879	-	
ABN Bank	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Filial	Aval	-	-	-	-	-	-	-	-	
Chase Manhattan Bank	Endesa de Colombia S.A.	Filial	Aval	-	-	-	-	-	-	-	-	
Banco Santander C.H.	Cia. Eléctrica Conosur S.A.	Filial	Fianza	73.848.366	73.848.366	92.284.033	-	-	-	73.843.366	-	
TOTALES				198.934.432	198.934.432	244.255.121	-	83.610.000	115.319.432			

29. CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

La Sociedad ha recibido Boletas de Garantía de Contratistas y terceros (principalmente Proyecto Ralco) para garantizar el cumplimiento de Obras y trabajos, por un monto ascendente a M\$12.746.232 (M\$ 19.952.181 en 2003).

30. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 los activos y pasivos en moneda extranjera son los siguientes:

Rubro	Moneda	Monto		
		2004 M\$	2003 M\$	
Activos				
Activos Circulantes				
Disponible	\$ no reajustable	88.588	18.563	
Depósitos a plazo	US\$	38.351.517	5.093.359	
Valores negociables	\$ no reajustable	3.658	3.658	
Deudores por ventas	\$ no reajustable	21.072.503	22.536.619	
Documentos por cobrar	\$ no reajustable	-	601.060	
Deudores varios	\$ reajustables	2.035.785	40.567.086	
	\$ no reajustable	22.331.101	24.509.196	
	US\$	31.990	-	
	UC	-	1.032.263	
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	\$ no reajustable	44.759.133	32.263.373	
	\$ reajustables	670.454	482.555	
	US\$	2.836.931	1.502.563	
Existencias	\$ no reajustable	4.966.948	3.714.416	
Impuestos por recuperar	\$ no reajustable	8.229.246	23.069.442	
Gastos pagados por anticipados	\$ no reajustable	45.869	45.870	
	US\$	1.079.493	1.038.995	
Impuestos diferidos	\$ no reajustable	2.311.880	711.413	
Otros activos circulantes	\$ reajustables	-	641.347	
	\$ no reajustable	11.157.591	209.788	
	US\$	152.931	936.357	
	Euros	-	-	
Activos Fijos				
Terrenos	\$ no reajustable	26.731.111	15.462.632	
Const. y obras de infraestructura	\$ no reajustable	2.098.397.742	2.072.517.461	
Maquinarias y Equipos	\$ no reajustable	38.351.985	7.911.851	
Otros activos fijos	\$ no reajustable	42.271.211	19.887.695	
Mayor valor retasación técnica	\$ no reajustable	11.261.799	11.016.928	
Depreciación	\$ no reajustable	(1.070.510.958)	(1.029.316.756)	
Otros Activos				
Inversión en empresas relacionadas	\$ no reajustable	1.939.313.916	2.072.191.117	
Inversión en otras sociedades	\$ no reajustable	2.134.766	2.122.488	
Menor valor de inversiones	\$ no reajustable	3.044.664	3.217.820	
Mayor valor de inversiones	\$ no reajustable	(12.824.889)	(16.952.154)	
Deudores a largo plazo	\$ reajustables	511.689	2.515.694	
	\$ no reajustable	1.139.624	1.272.872	
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	\$ reajustables	141.624.110	130.709.337	
	US\$	-	93.788.216	
Otros activos largo plazo	\$ reajustables	-	34.626.266	
	\$ no reajustable	29.003.033	4.964.116	
	US\$	803.101	3.659.335	
Total Activos	\$ reajustables	144.842.038	209.542.285	
	\$ no reajustables	3.223.280.521	3.271.979.468	
	US\$	43.255.963	106.018.825	
	Euros	-	-	
	U.C.	-	1.032.263	
		3.411.378.522	3.588.572.841	

30. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

Pasivo circulante

Rubro	Moneda	Hasta 90 días				Más de 90 días hasta 1 año			
		2004		2003		2004		2003	
		Monto	Tasa de interés promedio anual	Monto	Tasa de interés promedio anual	Monto	Tasa de interés promedio anual	Monto	Tasa de interés promedio anual
		M\$	%	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Obligaciones con bancos e inst. financ. corto plazo	\$ no reajustable	-	-	-	-	-	-	-	-
Obligaciones con bancos e inst. financ. largo plazo porción corto plazo	US\$	-	-	-	-	10.077.667	4,11	20.373.416	2,73
	Yenes	-	-	-	-	412.818	0,90	435.146	0,89
	UP	-	-	-	-	-	-	1.144.981	5,07
	Libra	-	-	-	-	415.332	5,88	422.655	4,50
	Euros	-	-	-	-	125.395	1,50	126.861	3,42
Obligaciones con el público (bonos)	\$ reajustable	-	-	-	-	7.670.851	6,00	7.543.816	6,29
	US\$	-	-	-	-	36.144.488	8,22	40.067.421	7,96
Cuentas por pagar	\$ no reajustable	15.126.059	-	24.989.619	-	-	-	-	-
	US\$	2.256.596	-	-	-	-	-	-	-
	Euros	198.625	-	-	-	-	-	-	-
Acreedores varios	\$ no reajustable	1.015.020	-	885.678	-	-	-	-	-
Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	\$ no reajustable	56.402.391	-	89.062.041	-	-	-	-	-
	US\$	-	-	-	-	465.778	2,90	35.845.805	-
Provisiones	\$ no reajustable	-	-	-	-	6.288.757	-	11.862.231	-
Retenciones	\$ no reajustable	261.906	-	156.014	-	-	-	-	-
Impuesto a la renta	\$ no reajustable	-	-	-	-	479.231	-	6.427.717	-
Otros pasivos circulantes	\$ reajustable	-	-	-	-	373.124	5,31	-	-
	\$ no reajustable	-	-	-	-	94.815	-	321.093	-
	US\$	-	-	-	-	748.752	-	571.269	3,59
Total pasivos circulantes	\$ no reajustable	72.805.376		115.093.352		6.862.803		18.611.041	
	US\$	2.256.596		-		47.436.685		96.857.911	
	\$ reajustable	-		-		8.043.975		7.543.816	
	Yenes	-		-		412.818		435.146	
	UP	-		-		-		1.144.981	
	Libra	-		-		415.332		422.655	
	Euros	198.625		-		125.395		126.861	
		75.260.597		115.093.352		63.297.008		125.142.411	

30. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

Pasivos de largo plazo al 31 de diciembre de 2004

Rubro	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		5 a 10 años		Más de 10 años	
		Monto M\$	Tasa de interés promedio anual %						
Obligaciones con bancos e inst. financ.	US\$	8.491.454	3,42	147.132.012	3,42	8.507.610	3,42	911.946	3,42
Obligaciones con el público (bonos)	\$ reajustables	109.490.529	6,00	8.105.773	6,00	95.850.210	6,00	70.445.760	6,00
	US\$	-	-	445.920.000	8,13	222.960.000	7,77	473.790.000	7,77
Acreedores varios	\$ no reajustable	2.272.481	-	1.795.204	-	5.614.137	-	14.672.591	-
Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	\$ no reajustable	144.391	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	32.711.051	2,90	-	-	-	-	-	-
Provisiones	\$ no reajustable	636.244	-	636.244	-	1.590.610	-	4.059.780	-
Impuestos diferidos	\$ no reajustable	1.284.250	-	864.925	-	2.512.491	-	18.550.825	-
Otros pasivos a largo plazo	\$ reajustables	8.089.738	-	-	-	-	-	-	-
	\$ no reajustable	876.826	-	876.826	-	1.487.980	-	11.186.549	-
	US\$	2.454.499	-	-	-	-	-	-	-
Total pasivos a largo plazo	\$ no reajustable	5.214.192		4.173.199		11.205.218		48.469.745	
	\$ reajustables	117.580.267		8.105.773		95.850.210		70.445.760	
	US\$	43.657.004		593.052.012		231.467.610		474.701.946	
	Yenes	-		-		-		-	
	UP	-		-		-		-	
	Libra	-		-		-		-	
	Euros	-		-		-		-	
		166.451.463		605.330.984		338.523.038		593.617.451	

Pasivos de largo plazo al 31 de diciembre de 2003

Rubro	Moneda	1 a 3 años		3 a 5 años		5 a 10 años		Más de 10 años	
		Monto M\$	Tasa de interés promedio anual %						
Obligaciones con bancos e inst. financ.	US\$	116.531.833	2,73	110.077.505	3,32	13.528.022	3,32	2.535.155	3,32
	Yenes	432.999	0,89	-	-	-	-	-	-
	Libras	412.208	4,50	-	-	-	-	-	-
	Euros	124.781	3,38	-	-	-	-	-	-
Obligaciones con el público (bonos)	\$ reajustables	5.308.985	6,29	110.035.172	6,29	95.683.264	6,29	75.892.968	6,29
	US\$	-	-	-	-	486.916.000	7,96	760.806.250	7,96
Acreedores varios	\$ no reajustable	753.133	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentos y cuentas por pagar empresas relacionadas	\$ no reajustable	93.392	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	\$ no reajustable	478.792	-	478.792	-	1.196.980	-	3.052.655	-
Impuestos diferidos	\$ no reajustable	1.235.597	-	721.029	-	2.159.560	-	13.034.845	-
Otros pasivos a largo plazo	\$ reajustables	-	-	-	-	-	-	-	-
	\$ no reajustable	882.234	-	882.234	-	1.736.200	-	9.651.977	-
	US\$	552.613	4,30	3.156.137	4,30	-	-	-	-
Total pasivos a largo plazo	\$ reajustables	5.308.985		110.035.172		95.683.264		75.892.968	
	\$ no reajustable	3.443.148		2.082.055		5.092.740		25.739.477	
	US\$	117.084.446		113.233.642		500.444.022		763.341.405	
	Yenes	432.999		-		-		-	
	UP	-		-		-		-	
	Libra	412.208		-		-		-	
	Euros	124.781		-		-		-	
		126.806.567		225.350.869		601.220.026		864.973.850	

31. SANCIONES

Durante el ejercicio, la Sociedad, su Directorio y sus Administradores no han sido objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni por otras autoridades administrativas.

32. HECHOS POSTERIORES

- Con fecha 21 de enero de 2005 y de conformidad con la normativa pertinente de esa Superintendencia de Valores y Seguros, la Sociedad informó el siguiente hecho en carácter de relevante:

Durante el mes de diciembre de 2004, el Panel de Expertos previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos, resolvió una serie de divergencias presentadas por las empresas generadoras integrantes del CDEC-SIC, en relación con el cálculo de Potencia Firme al interior del mencionado organismo.

Que a la luz de las resoluciones emitidas por el mencionado Panel de Expertos con fecha 9 de diciembre de 2004, la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, informó a las empresas generadoras del Sistema en el curso de esta semana, el resultado de las reliquidaciones de los balances de Potencia Firme correspondiente al período abril 2000 a marzo 2004, así como el resultado de dichas reliquidaciones para el período abril 2004 a noviembre 2004.

Que como resultado de las mencionadas reliquidaciones practicadas por el CDEC-SIC - y su consecuente pago – los Estados Financieros a nivel consolidado de Empresa Nacional de Electricidad S.A., serán impactados negativamente en una suma de \$ 14.522.772.161 por el período abril 2000 a marzo 2004 y en una suma de \$ 3.665.377.677 por el período abril 2004 noviembre 2004.

Empresa Nacional de Electricidad S.A. cree oportuno informar al mercado que, sin perjuicio que la Compañía procederá a efectuar los pagos que resultan de dichas liquidaciones, ello no significa la aprobación de ellas. En efecto, Empresa Nacional de Electricidad S.A. se reserva el derecho de hacer efectivas todas las vías judiciales de impugnación a la luz de las garantías fundamentales que resguarda la Constitución Política del Estado y que fueron afectadas en los señalados dictámenes del Panel de Expertos y en la Resolución Ministerial N° 35 del Ministerio de Economía. A mayor abundamiento, y tal como se informó oportunamente al mercado, con fecha 28 de diciembre de 2004, Empresa Nacional de Electricidad S.A. interpuso Recurso de Nulidad de Derecho Público en contra de la Resolución Ministerial N° 35 del Ministerio de Economía, que abrió de manera extemporánea y sin competencia para ello, las reliquidaciones de potencia entre las empresas generadoras del Sistema para el período 2000-2003.

En este mismo sentido, nos hacemos un deber informar al mercado que con fecha 20 de enero pasado, Empresa Nacional de Electricidad S.A., solicitó al CDEC-SIC se convocara a una reunión extraordinaria de Directorio, a los efectos de pronunciarse sobre la representación que

la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC realizó de los embalses Laja y Rapel en el cálculo de Potencia Firme, lo que probablemente originará una nueva divergencia para ser resuelta por el Panel de Expertos.

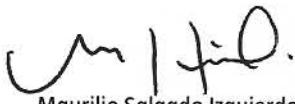
Los montos señalados en el hecho relevante precedente, han sido provisionados en los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2004.

- No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2004 y la fecha de emisión de los estados financieros.

33. MEDIO AMBIENTE

Durante el ejercicio 1 de enero y el 31 de diciembre de 2004, la Sociedad ha efectuado desembolsos por un valor de M\$2.818.658, los cuales corresponden principalmente a:

- Gastos operativos - correspondiente a estudios, monitoreos, seguimientos y análisis de laboratorios, los cuales son llevados a Gastos del ejercicio M\$ 527.033.-.
- Inversiones relacionadas con los siguientes proyectos los cuales son activados M\$2.291.625.
 - Central Ralco - Programa ambiental.
 - Centrales Pehuenche, Loma Alta y Curillínque – Normalización de los sistemas de alcantarillado y agua potable.
 - Central Sauzalito - Normalización sistema de agua potable y alcantarillado
 - Central Antuco - Implantación del Sistema de Gestión Ambiental en la Norma ISO 14.001 y resolución de pasivos.
 - Central Rapel – Circuito ambiental
 - Central San Isidro – Circuito ambiental
 - Central Pangue – Recuperación paisajística ex yacimiento Queuco
 - Central Isla – Construcción cubetos en transformadores de poder
 - Central Sauzal – Obras en cubetos de transformadores de servicio y certificación SGA en la norma ISO 14.001



Maurilio Salgado Izquierdo
Contador General



Héctor López Vilaseco
Gerente General

Informe de los Inspectores de Cuentas

A los señores Accionistas:

En consideración al mandato que nos otorgó la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de Marzo de 2004, hemos examinado el Balance General de Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 31 de Diciembre de 2004 y el correspondiente Estado de Resultados por el ejercicio de 12 meses terminados en esa fecha. Nuestra labor incluyó el conocimiento de los procedimientos y la revisión selectiva de cuentas, documentos e informes que los sustentaron.

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

En consecuencia, no tenemos observaciones que formular.



Rolf Heller Ihle



Roberto Lausen Kuhlmann

Santiago, 25 de Febrero de 2005

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004

A) RESUMEN

La utilidad neta de ENDESA a diciembre de 2004 alcanzó a M\$ 83.788.756, que se compara con la utilidad neta de M\$ 80.084.185 registrada a diciembre de 2003.

Los principales hechos relevantes que identificamos durante el año 2004 son los siguientes:

- Incorporación comercial de la central Ralco al SIC, a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 22 de septiembre con la segunda unidad, aportando una potencia máxima de 690 MW, superior a la que fue proyectada originalmente de 570 MW. Esta mayor potencia, considerando una tardía mejoría en la hidrología del país durante el año 2004, permitirá contribuir muy significativamente a abastecer el fuerte crecimiento de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Central, SIC, de los próximos años.
- Cambio en el escenario eléctrico nacional producto de la crisis del gas natural en Argentina, llevando a una tendencia alcista en los precios de mercado de la electricidad, incluyendo el precio nudo que a partir de mayo de este año fue reajustado incorporando el mayor costo de la generación térmica debido a las restricciones del gas y posteriormente en el proceso de fijación correspondiente al período noviembre 2004-abril 2005, modificándose el plan de obras considerando tecnologías alternativas al gas natural para abastecer las necesidades futuras del sistema eléctrico nacional.
- Exito de las disputas comerciales contractuales de la filial en Brasil, Cachoeira Dourada con su principal cliente, la compañía distribuidora del Estado de Goiás, CELG, reflejado a través de una mejoría en los estados financieros de esta filial, prácticamente cuadruplicando el resultado operacional del año 2004 con respecto al año 2003.
- Positivas señales de la Autoridad Argentina en términos del proceso de sinceramiento de los precios del sector eléctrico que comenzó en febrero con un primer ajuste al precio estacional para grandes usuarios y clientes comerciales y un segundo reajuste en noviembre, continuando en mayo y diciembre respectivamente con el traspaso del nuevo precio del gas natural a los costos variables de generación reconocidos por el regulador, llevando a un incremento del precio spot para las empresas generadoras.
- Publicación del reajuste de tarifas de generación de energía por el organismo peruano Osinerg para el período noviembre 2004-abril 2005, la cual muestra un aumento del 19 % en el precio monómico en dólares respecto a la fijación tarifaria de mayo de 2004. Este incremento se ha debido a una mejor estimación del Plan de Obras, a un reajuste positivo del crecimiento de la demanda, a mayores costos de combustibles y a una mejor estimación del precio de potencia.
- Asimismo, con fecha 26 de enero de 2005, la clasificadora internacional Moody's Investor Services elevó la clasificación de Endesa a Ba1 con perspectivas estables, desde Ba2. Esta clasificación, si bien consideramos subestima la real solidez de la compañía, está basada en sus mejoras operacionales y financieras.

El resultado de explotación del año 2004 alcanzó a M\$ 65.528.428, siendo 0,4 % inferior al correspondiente a 2003, en que llegó a M\$ 65.775.977. Los ingresos por ventas de energía se incrementaron en un 10,0 %, producto principalmente del 13,7 % de aumento en las ventas físicas de energía. Los costos de explotación se incrementaron en un 12,7 % producto básicamente de M\$ 33.386.746 de mayores costos por compras de energía y potencia y de M\$ 11.244.631 de mayores costos por combustible producto de la mayor generación térmica. La generación hidroeléctrica disminuyó en un 5,1%, mientras que la térmica se incrementó de 741,3 GWh a 1.305,2 GWh, equivalente a un incremento del 76,1%.

Por su parte, el resultado fuera de explotación de 2004 alcanzó una utilidad de M\$ 21.725.574, cifra que se compara con la utilidad de M\$ 17.625.394 en 2003. Este mejor resultado no operacional se explica básicamente por M\$ 106.555.614 de menor resultado por diferencia de cambio, compensado por M\$ 57.173.659 de mejor resultado por inversión en empresas relacionadas, principalmente de las filiales Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. y Endesa Chile Internacional, explicado en gran medida por pérdidas por diferencia de cambio registradas en 2003, y M\$ 44.779.272 de mejor resultado neto en otros ingresos y egresos fuera de explotación.

Respecto a los resultados por diferencia de cambio, que arrojaron una utilidad de M\$ 76.798.353 en 2004, comparados con una utilidad de M\$ 183.353.967 en 2003, éstos reflejan que en el período 2004 el peso chileno se apreció respecto al dólar en un 6,1 %, comparado con el 17,4 % de apreciación producida en 2003, aplicable a la alta proporción de deudas que la compañía mantiene en dólares.

Inversiones

El término del proyecto Ralco con su puesta en servicio el día 6 de septiembre concluye el proyecto de inversión de mayor envergadura de la compañía de los últimos 10 años. Su aporte original de capacidad instalada se estimaba en 570 MW, sin embargo, la potencia total que se evidenció durante la etapa de pruebas de las turbinas demostró que el potencial era mayor. El 9 de diciembre de 2004 la Comisión Nacional de Medio Ambiente (Conama) autorizó a la central hidroeléctrica Ralco a operar con una potencia de 690 MW, lo que implica aportar al sistema 120 MW adicionales y mejorar la distribución del recurso hídrico, con el fin de cubrir la demanda en horas de punta, aumentando marginalmente la generación promedio anual.

Tarifas y Legislación en Chile

El precio monómico del Nudo Alto Jahuel, fijado en abril de 2004, con un factor de carga de 74,4 % alcanzó a \$25,39, lo que equivale a 42,04 US\$/MWh al tipo de la fijación. Esta tarifa, que resultó ser un 6,2% superior en pesos a la fijada en el proceso anterior, fue aplicable a contar de mayo y hasta octubre de 2004.

En relación con el proceso de fijación de precios de nudo del Sistema Interconectado Central que culminó en el Informe Definitivo de octubre de 2004, hecho llegar por la CNE a las empresas con fecha 19 de octubre de 2004, cabe señalar que en esta ocasión operó la banda de precios medios libres. Adicionalmente, se introdujeron cambios a los factores de penalización de la energía y de la potencia por medio de los cuales quedan definidos los precios en los distintos nudos del sistema.

Financiamiento

Durante el primer trimestre del año 2004, la empresa suscribió un crédito por un total de US\$ 250 millones, a la tasa de Libor más un spread de 1,15 %, que permitió refinanciar deudas bancarias y liberar a la empresa de avales de sus filiales Pehuenche y Pangue, y de restricciones de endeudamiento e inversión. Esta deuda fue reemplazada en el mes de noviembre por un préstamo sindicado revolving por el mismo monto, pero a una tasa de libor más 0,375%.

En septiembre de 2004, se firmó la documentación final del acuerdo de refinanciamiento de un crédito de Central Costanera en Argentina por un monto de US\$ 47,7 millones a una tasa Libor más un spread anual de 4,875 %, extendiendo el vencimiento final de la deuda desde diciembre de 2004 hasta junio de 2006.

Durante el año 2004, la filial de Endesa en Perú efectuó 4 emisiones de bonos en el mercado de capitales peruano, totalizando en su conjunto una cifra cercana a los US \$35 millones.

Emgesa ha iniciado el proceso para una emisión de bonos locales por una cifra cercana a los US\$ 90 millones, registrando el programa en la Superintendencia de Valores de ese país.

Betania, otra filial de Endesa en Colombia, realizó con éxito durante el mes de noviembre una emisión de bonos por aproximadamente US\$ 118 millones a una tasa de IPC + 6,29% y a un plazo de 7 años.

Sostenibilidad

En julio de 2004, Endesa fue elegida por el Institutional Investor Research Group como la mejor empresa latinoamericana en la categoría electric utilities por su gobierno corporativo. Este estudio se basó en encuestas a los agentes más importantes de la industria financiera, incluyendo portfolio managers, bancos de inversión y analistas, entre otros.

Cabe señalar que el 13 de septiembre de 2004 Endesa se comprometió a respetar y cumplir los nueve principios del Pacto Mundial (Global Compact), plan de acción creado en las Naciones Unidas orientado a promover mediante el compromiso ético a que empresas de todos los países acojan como parte integral de su estrategia y operaciones, principios que apuntan al respeto en materia de derechos humanos, medio ambiente y trabajo. Esto representa un importante paso dado por la compañía en el campo del desarrollo sostenible y responsabilidad social empresarial.

B) RESULTADOS

(Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003	Variac. dic. 2004/2003
Ingresos de Explotación	360.576.784	397.228.592	10,2 %	36.651.808
Ventas Energía	347.856.493	382.581.254	10,0 %	34.724.761
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	12.720.291	14.647.338	15,1 %	1.927.047
Costo de Explotación	(279.308.231)	(314.685.312)	(12,7 %)	(35.377.081)
Costos Variables	(220.509.573)	(260.832.242)	(18,3 %)	(40.322.669)
Combustible	(8.811.217)	(20.055.848)	(127,6 %)	(11.244.631)
Compras Energía y Potencia	(139.563.080)	(172.949.826)	(23,9 %)	(33.386.746)
Peaje y transporte de energía	(72.135.277)	(67.826.568)	6,0 %	4.308.709
Otros C.V.	-	-	-	-
Depreciación	(46.024.044)	(39.919.399)	13,3 %	6.104.645
Costos Fijos	(12.774.614)	(13.933.671)	(9,1 %)	(1.159.057)
Gastos de Adm. y Ventas	(15.492.576)	(17.014.852)	(9,8 %)	(1.522.276)
Resultado de Explotación	65.775.977	65.528.428	(0,4 %)	(247.549)
 Ingresos Financieros	 8.042.162	 8.786.392	 9,3 %	 744.230
Utilidad Inv. empresas relacionadas	153.053.117	66.541.536	(56,5 %)	(86.511.581)
Otros Ingresos Fuera de Explotación	11.484.792	34.849.026	203,4 %	23.364.234
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(163.211.178)	(19.525.938)	88,0 %	143.685.240
Amort. Menor Valor de Inversiones	(173.156)	(173.156)	0,0 %	0
Gastos Financieros	(142.985.228)	(135.042.617)	5,6 %	7.942.611
Otros Egresos Fuera de Explotación	(33.356.209)	(11.941.171)	64,2 %	21.415.038
Corrección Monetaria	1.417.127	1.433.149	1,1 %	16.022
Diferencia de Cambio	183.353.967	76.798.353	(58,1 %)	(106.555.614)
Resultado Fuera de Explotación	17.625.394	21.725.574	23,3 %	4.100.180
 Impuesto a la Renta	 (3.751.857)	 (6.165.220)	 (64,3 %)	 (2.413.363)
Amortización Mayor Valor de Inversión	434.671	2.699.974	521,2 %	2.265.303
 Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	 80.084.185	 83.788.756	 4,6 %	 3.704.571
R.A.I.I.D.A.I.E (1)	294.803.326	240.289.559	(18,5 %)	(54.513.767)
Cobertura de gastos financieros (2)	2,06	1,78	(13,7 %)	(0,28)

(1) Corresponde a los siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de Impuesto a la Renta, más Gastos Financieros, más Amortización Menor Valor de Inversiones, más Otros Egresos Fuera de la Explotación, menos Otros Ingresos Fuera de la Explotación, más la depreciación del ejercicio, extraída del Estado de Flujo de Efectivo.

(2) Calculado como R.A.I.I.D.A.I.E. / Gastos Financieros.

Rentabilidad:

Indices	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003	
Rentabilidad del patrimonio	5,32 %	5,41 %	1,7 %	
Rentabilidad del activo	2,31 %	2,39 %	3,5 %	
Rend. activos operacionales	5,77 %	5,84 %	1,2 %	
Utilidad por acción (\$)	9,76	10,22	4,6 %	
Retorno de dividendos	-	0,0071		

C) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL:

(Miles de Pesos)			Variac. %	Var. Absoluta
	dic. 2003	dic. 2004	dic. 2004/2003	dic. 2004/2003
Activos Circulantes	158.977.923	160.125.618	0,7 %	1.147.695
Activos Fijos	1.097.479.811	1.146.502.890	4,5 %	49.023.079
Otros Activos	2.332.115.107	2.104.750.014	(9,7 %)	(227.365.093)
Total Activos	3.588.572.841	3.411.378.522	(4,9 %)	(177.194.319)
Pasivos Circulantes	240.235.763	138.557.605	(42,3 %)	(101.678.158)
Pasivos a Largo Plazo	1.818.351.312	1.703.922.936	(6,3 %)	(114.428.376)
Patrimonio	1.529.985.766	1.568.897.981	2,5 %	38.912.215
Total Pasivos	3.588.572.841	3.411.378.522	(4,9 %)	(177.194.319)

Al 31 de diciembre de 2004 se observa un aumento en el activo circulante de M\$ 1.147.695 atribuida principalmente a mayores depósitos a plazo, aumento de documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas y otros activos circulantes, compensados por una disminución en deudores varios e impuestos por recuperar.

El incremento de los activos fijos de M\$ 49.023.079 es explicado principalmente por las incorporaciones del proyecto hidroeléctrico Ralco.

La disminución de M\$ 227.365.093 experimentada por los otros activos se debe principalmente a una reducción de las inversiones en empresas relacionadas de M\$ 132.877.201, explicada principalmente por Endesa Chile Internacional, así como a M\$ 82.873.443 de menores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente Endesa Chile Internacional.

Los pasivos a corto plazo disminuyeron en M\$ 101.678.158, que se explica básicamente por menores documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas y menores obligaciones con bancos e instituciones financieras.

Los pasivos a largo plazo se redujeron básicamente por las menores obligaciones con el público y por las menores obligaciones con bancos e instituciones financieras producto de la refinanciación de deuda, influyendo asimismo la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

(Indices)			Variac. %
	dic. 2003	dic. 2004	dic. 2004/2003
Liquidez corriente	0,66	1,16	75,8 %
Razón ácida	0,54	0,95	75,9 %
Passivo exigible / Patrimonio	1,35	1,17	(13,3 %)
% Deuda corto plazo	11,7	7,5	(35,6 %)
% Deuda largo plazo	88,3	92,5	4,7 %

Al 31 de diciembre de 2004 la liquidez corriente alcanzó 1,16 veces, mientras que la razón ácida llegó a 0,95 veces. El incremento en la liquidez se explica principalmente por menores pasivos circulantes, debido básicamente a la disminución en documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas.

Se observa un menor endeudamiento con una importante reducción en los pasivos de largo plazo, explicada principalmente por menores deudas con bancos e instituciones financieras y producto de la refinanciación de deuda, influyendo asimismo la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

D) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO EN EL PERÍODO

Flujo de Efectivo (Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variación
De la Operación	63.908.680	65.154.773	1.246.093
De Financiamiento	40.466.208	(91.254.889)	(131.721.097)
De Inversión	(100.788.321)	70.505.760	171.294.081
Flujo Neto del período	3.586.567	44.405.644	40.819.077
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	5.111.922	49.432.935	44.321.013

Las actividades de operación generaron un flujo positivo a diciembre de 2004 de M\$ 65.154.773, lo que representa un aumento de un 1,9 % respecto de diciembre de 2003. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del ejercicio de M\$ 83.788.756, más los abonos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 77.430.499, las disminuciones de activos que afectan al flujo de efectivo por M\$ 114.947.938 y las disminuciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por M\$ 56.124.686.

Los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 77.430.499 incluyen principalmente la depreciación del ejercicio por M\$ 40.727.639, utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas por M\$ 47.015.598 y una utilidad por diferencia de cambio de M\$ 76.798.353.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de M\$ 91.254.889, que representa una disminución de M\$ 131.721.097. A diciembre de 2004 la obtención de fondos alcanzó M\$ 73.875.386, compensada principalmente por pago de préstamos por M\$ 136.444.482 y pagos de dividendos a empresas relacionadas por M\$ 11.609.009.

Las actividades de inversión generaron un flujo positivo de M\$ 70.505.760, lo que se explica principalmente por recaudación de préstamos a empresas relacionadas por M\$ 173.785.333, otros ingresos de inversión por M\$ 85.523.339 compensados por incorporación de activos fijos por M\$ 65.258.124 y por desembolsos por préstamos a empresas relacionadas por M\$ 122.980.769.

E) VARIACIONES MÁS IMPORTANTES EN EL MERCADO EN QUE OPERA

La Empresa:

Chile

Se efectuó la incorporación comercial de la central Ralco al SIC a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 22 de septiembre con la segunda unidad.

Mercado en que participa la Empresa:

Endesa (GWh)	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004
Total generación de energía	8.466,2	8.632,6
generación hidroeléctrica	7.725,0	7.327,4
Generación térmica	741,3	1.305,2
Compras de energía	5.257,9	6.931,5
compras a empresas relacionadas	4.111,6	5.125,0
compras a relacionadas en mercado spot	-	687,9
compras a otros generadores	905,1	1.113,4
Compras al spot	241,3	5,1
Pérdidas y consumos propios	191,4	181,6
Total ventas de energía	13.532,7	15.382,5
Ventas a precios regulados	8.876,9	10.275,3
Ventas a precios no regulados	4.036,0	3.092,6
Ventas al mercado spot	619,8	1.669,7
Ventas a relacionadas en mercado spot	-	231,6
Ventas a empresas relacionadas	-	113,2
Participación sobre las ventas (%)	42,2 %	43,4 %

F) ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

Chile

- **Riesgo hidrológico:** La probabilidad de excedencia acumulada para el período abril- diciembre de 2004 es de 62,7 %, que representa una hidrología normal-seca en el Sistema Interconectado Central.
- **Riesgo de combustibles:** La resolución 659 de la Secretaría de Energía Argentina que establece el actual procedimiento complementario de abastecimiento interno del gas natural, mantiene para el SING un recorte permanente desde la cuenca NorOeste, el cual ha impactado el normal despacho de las centrales de ciclo combinado, debiendo reemplazar el eventual faltante por combustibles líquidos, elevando los costos del sistema. Las restricciones de los envíos totales de gas a Chile durante el año 2004 llegaron a un promedio equivalente de 3,8 MMm³/d en el período abril-septiembre, y se redujeron a 2,3 MMm³/d en el período octubre-diciembre. Durante este último período, las restricciones se presentan solamente en la zona norte (Tal-Tal, Nopel y Norandino). Respecto al precio del diesel y carbón, en los últimos meses han experimentado un alza en los mercados internacionales.

G) ANÁLISIS DEL RIESGO CAMBIARIO Y DE TASAS DE INTERÉS

La compañía tiene un alto porcentaje de sus créditos denominados en dólares, debido a que en la legislación eléctrica chilena las tarifas presentan un alto grado de indexación a esta moneda. Sin perjuicio de esta cobertura natural de índole económica, la compañía en un escenario de alta volatilidad del dólar, ha continuado con su política de cubrir parcialmente su descalce contable entre pasivos y activos en dólares, con el objeto de atenuar las fluctuaciones que generan en los resultados las variaciones en el tipo de cambio.

Considerando la importante reducción del descalce contable en los últimos años, que ha llegado a niveles prudentes, la empresa ha modificado su política de cobertura dólar-peso para establecer un descalce contable máximo admisible, sobre el cual se realizarán operaciones de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2004, la empresa en términos individuales mantenía contratos forwards dólar-peso por un monto de US\$ 78 millones, comparado con US\$ 14 millones a igual fecha del año anterior. La variación se debe principalmente al aumento del descalce contable y a la modificación de la política antes señalada.

En términos de riesgo de tasa de interés, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 97 % / 3 % fijo / variable al 31 de diciembre de 2004. El porcentaje de deuda en tasa fija ha disminuido levemente si se compara con el 100 % de la deuda en tasa fija que se tenía a igual fecha del año anterior, pero igualmente ha permitido minimizar el riesgo de las fluctuaciones en las tasas de interés.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

158	INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES
160	BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS
162	ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS
163	ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
165	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
225	ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

"Con excepción de los Estados Financieros y sus correspondientes Notas, la información restante contenida en la presente Memoria Anual no ha sido auditada"

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES



Informe de los Auditores Independientes

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

1. Hemos efectuado una auditoría a los balances generales consolidados de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Filiales al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y a los correspondientes estados consolidados de resultados y de flujo de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la administración de Empresa Nacional de Electricidad S.A.. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros, con base en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados financieros al 31 de diciembre de 2004 y 2003 de ciertas filiales y coligadas, las cuales representan, a nivel consolidado un 38,87% de los activos totales y un 38,78% de los ingresos, respectivamente (49,61% y 39,38% en 2003). Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas filiales y coligadas, está basada únicamente en los informes emitidos por esos auditores.
2. Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de errores significativos. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los importes y las informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías y los informes de los otros auditores constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.



3. En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Filiales al 31 de diciembre de 2004 y 2003 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Cristián Bastián E.", positioned below a stylized 'E' logo.

Santiago, 21 de enero de 2005

ERNST&YOUNG LTDA.

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003
(En miles de pesos)

ACTIVOS	2004 M\$	2003 M\$
ACTIVO CIRCULANTE:		
Disponible	29.638.256	5.646.196
Depósitos a plazo	186.650.610	159.077.625
Valores negociables	681.677	1.221.470
Deudores por ventas	105.455.382	102.017.051
Documentos por cobrar	207.558	1.149.448
Deudores varios	36.005.534	52.223.326
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	147.058.317	47.353.837
Existencias	13.691.357	10.084.516
Impuestos por recuperar	4.932.671	14.614.184
Gastos pagados por anticipado	3.216.161	2.757.198
Impuestos diferidos	2.921.008	1.270.995
Otros activos circulantes	14.267.764	5.267.763
Total activos circulantes	544.726.295	402.683.609
ACTIVO FIJO:		
Terrenos	46.783.261	37.195.509
Construcciones y obras de infraestructura	5.464.978.829	5.675.992.556
Maquinarias y equipos	997.489.746	1.039.656.877
Otros activos fijos	85.982.171	52.620.737
Mayor valor por retasación técnica activo fijo	565.650.260	616.373.521
Depreciación acumulada	(2.686.319.608)	(2.637.198.852)
Total activos fijos	4.474.564.659	4.784.640.348
OTROS ACTIVOS:		
Inversiones en empresas relacionadas	167.051.230	169.641.483
Inversión en otras sociedades	22.697.997	70.816.686
Menor valor de inversiones	19.608.987	22.707.090
Mayor valor de inversiones	(55.940.234)	(79.364.912)
Deudores a largo plazo	35.027.855	17.093.000
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	334.466	131.998.628
Intangibles	28.076.325	28.965.664
Amortización acumulada	(8.368.635)	(7.504.176)
Otros	89.880.421	60.291.818
Total otros activos	298.368.412	414.645.281
TOTAL ACTIVOS	5.317.659.366	5.601.969.238

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

PASIVOS Y PATRIMONIO	2004 M\$	2003 M\$
PASIVO CIRCULANTE:		
Obligaciones con bancos e instituciones financieras corto plazo	95.976.001	55.910.508
Obligaciones con bancos e instituciones financieras largo plazo porción corto plazo	86.191.205	99.635.250
Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	76.662.624	58.998.392
Obligaciones a largo plazo con vencimiento dentro de un año	24.741.061	21.969.710
Dividendos por pagar	177.697	958.578
Cuentas por pagar	81.045.724	60.022.460
Acreedores varios	17.342.755	13.391.488
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	6.383.444	126.665.371
Provisiones	15.225.372	22.408.395
Retenciones	10.836.968	7.578.480
Impuesto a la renta	13.539.180	6.732.025
Ingresos percibidos por adelantado	218.239	301.025
Otros pasivos circulantes	1.419.586	2.349.560
Total pasivos circulantes	429.759.856	476.921.242
PASIVO A LARGO PLAZO:		
Obligaciones con bancos e instituciones financieras	251.814.204	392.497.332
Obligaciones con el público (bonos)	1.685.733.702	1.730.576.969
Obligaciones con otras instituciones	93.693.050	123.545.346
Acreedores varios	38.012.151	15.384.754
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	51.139	86.428
Provisiones	37.663.510	38.986.166
Impuestos diferidos a largo plazo	74.556.669	35.160.170
Otros pasivos a largo plazo	10.085.803	10.638.480
Total pasivos a largo plazo	2.191.610.228	2.346.875.645
INTERES MINORITARIO	1.127.391.301	1.248.186.585
PATRIMONIO:		
Capital pagado	1.076.448.692	1.076.448.692
Sobreprecio en venta de acciones propias	211.158.771	211.158.771
Otras reservas	23.237.060	48.683.642
Utilidades acumuladas	174.264.702	111.880.086
Utilidad del ejercicio	83.788.756	80.084.185
Superávit acumulado período de desarrollo filiales	-	1.730.390
Total patrimonio	1.568.897.981	1.529.985.766
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	5.317.659.366	5.601.969.238

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003
(En miles de pesos)

	2004 M\$	2003 M\$
RESULTADOS OPERACIONALES:		
Ingresos de explotación	1.032.662.084	943.288.433
Costos de explotación	(629.191.426)	(564.207.863)
MARGEN DE EXPLOTACION	403.470.658	379.080.570
Gastos de administración y ventas	(34.445.488)	(32.106.900)
RESULTADO OPERACIONAL	369.025.170	346.973.670
RESULTADOS NO OPERACIONALES:		
Ingresos financieros	14.912.116	15.644.040
Utilidad inversión en empresas relacionadas	19.289.364	18.186.463
Otros ingresos fuera de la explotación	51.241.842	45.687.637
Pérdida inversión en empresas relacionadas	(86.341)	(382.508)
Amortización menor valor de inversiones	(1.463.507)	(1.581.682)
Gastos financieros	(192.558.105)	(209.239.574)
Otros egresos fuera de la explotación	(79.285.937)	(61.563.677)
Corrección monetaria	2.211.342	589.303
Diferencias de cambio	20.630.308	9.179.863
RESULTADO NO OPERACIONAL	(165.108.918)	(183.480.135)
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA E ITÉMES EXTRAORDINARIOS	203.916.252	163.493.535
Impuesto a la renta	(93.426.794)	(28.062.535)
Itémes extraordinarios	-	-
UTILIDAD ANTES DE INTERES MINORITARIO	110.489.458	135.431.000
Interés minoritario	(42.802.276)	(71.326.105)
UTILIDAD LIQUIDA	67.687.182	64.104.895
Amortización mayor valor de inversiones	16.101.574	15.979.290
UTILIDAD DEL EJERCICIO	83.788.756	80.084.185

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003
(En miles de pesos)

	2004 M\$	2003 M\$
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE LA OPERACIÓN:		
Utilidad del ejercicio	83.788.756	80.084.185
Resultado en venta de activos:		
(Utilidad) Pérdida en ventas de activos fijos	(6.304.856)	6.166.018
(Utilidad) en ventas de Inversiones	-	(1.494.462)
(Utilidad) Pérdida en venta de otros activos	(25.640)	409.474
Cargos (abonos) a resultado que no representan flujo de efectivo:		
Depreciación del ejercicio	170.790.295	183.975.838
Amortización de intangibles	1.401.515	1.679.893
Utilidad devengada en inversiones en empresas relacionadas	(19.289.364)	(18.186.463)
Pérdida devengada en inversiones en empresas relacionadas	86.341	382.508
Amortización Menor Valor de Inversiones	1.463.507	1.581.682
Amortización Mayor Valor de Inversiones	(16.101.574)	(15.979.290)
Corrección monetaria neta	(2.211.342)	(589.303)
Diferencias de cambio neta	(20.630.308)	(9.179.863)
Otros abonos a resultado que no representan flujo de efectivo	(6.332.286)	(19.633.041)
Otros cargos a resultado que no representan flujo de efectivo	43.242.815	32.374.707
Variación de activos, que afectan al flujo de efectivo (aumentos) disminuciones:		
Deudores por ventas	(7.769.482)	(67.674.112)
Existencias	(3.938.310)	(1.162.872)
Otros activos	30.103.025	28.277.396
Variación de pasivos, que afectan al flujo de efectivo aumentos (disminuciones):		
Cuentas por pagar relacionadas con el resultado de la explotación	(42.845.930)	28.072.408
Intereses por pagar	7.813.166	(3.810.075)
Impuesto a la renta por pagar	10.391.667	(15.385.276)
Otras cuentas por pagar relacionadas con resultados fuera de la explotación	(27.529.321)	(5.671.716)
Impuesto al Valor Agregado y otros similares por pagar	13.360.488	11.510.374
Utilidad del interés minoritario	42.802.276	71.326.105
Flujo neto originado por actividades de la operación	252.265.438	287.074.115

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS, CONTINUACIÓN

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003
(En miles de pesos)

	2004 M\$	2003 M\$
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO:		
Obtención de préstamos	258.854.272	204.431.286
Obligaciones con el público	94.648.792	616.962.069
Préstamos documentados de empresas relacionadas	3.063.277	-
Otras fuentes de financiamiento	10.137.413	6.485.772
Pago de dividendos	(73.833.212)	(37.269.921)
Reparto de capital	(9.997.191)	(12.987.764)
Pago de préstamos	(350.092.705)	(611.930.038)
Pago de obligaciones con el público	(31.109.294)	(407.311.066)
Pago de préstamos documentados de empresas relacionadas	(3.144.879)	(24.539.594)
Pago de gastos por emisión y colocación de obligaciones con el público	(474.817)	(5.823.428)
Otros desembolsos por financiamiento	(8.150.854)	(56.954.870)
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	(110.099.198)	(328.937.554)
FLUJO ORIGINADO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Ventas de activo fijo	13.408.899	156.658.973
Ventas de inversiones permanentes	2.557.742	-
Recaudación de préstamos documentados a empresas relacionadas	82.027.344	44.195.646
Otros ingresos de inversión	40.574.360	51.033.045
Incorporación de activos fijos	(96.135.574)	(134.418.313)
Inversiones permanentes	-	(3.061.889)
Préstamos documentados a empresas relacionadas	(113.356.939)	-
Flujo neto originado por actividades de inversión	(70.924.168)	114.407.462
FLUJO NETO TOTAL DEL EJERCICIO	71.242.072	72.544.023
Efecto de la inflación sobre el efectivo y efectivo equivalente	(9.101.852)	(32.002.152)
VARIACIÓN NETA DEL EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	62.140.220	40.541.871
Saldo inicial de efectivo y efectivo equivalente	167.737.846	127.195.975
SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	229.878.066	167.737.846

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(En miles de pesos)

1. INSCRIPCION EN EL REGISTRO DE VALORES

- a. Empresa Nacional de Electricidad S.A. - ENDESA - es una sociedad anónima abierta y como tal se encuentra inscrita, con fecha 18 de agosto de 1982, en el Registro de Valores bajo el N° 114 y sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y por haber emitido ADR'S en 1994 a la Securities and Exchange Commission (SEC).
- b. De las sociedades filiales que se consolidan, sólo Pehuenche S A. está inscrita en el Registro de Valores bajo el número 293 y, como tal, está sujeta a la fiscalización de dicha Superintendencia.

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

a. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003, han sido preparados de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados en

Chile y a las normas e instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, incluyen los activos, pasivos, resultados y flujo de efectivo de las sociedades filiales en los que la tenencia de acciones o aportes sociales son superiores al 50% del capital.

Los estados financieros de las sociedades extranjeras al 31 de diciembre de 2004 y 2003 han sido preparados de acuerdo a la normativa establecida en los Boletines Técnicos, N° 72, N° 64 y N° 42 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

b. Bases de presentación

Los estados financieros de diciembre de 2003 y sus respectivas notas han sido ajustados extracontablemente en un 2,5 %, a fin de permitir la comparación con los estados financieros al 31 de diciembre de 2004.

c. Reclasificaciones

No se han efectuado reclasificaciones a los estados financieros de diciembre de 2003.

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS, CONTINUACIÓN

d. Bases de consolidación

Estos estados financieros consolidados incluyen los activos, pasivos, estados de resultados y de flujos de efectivos de las siguientes filiales:

R.U.T. N°	Razón Social	Porcentaje de participación al 31 de Diciembre			2003
		Directa	Indirecta	Total	
96.526.450-7	Enigesa S.A.	99,51	0,49	100,00	100,00
96.588.800-4	Ingendesa S.A.	96,39	1,25	97,64	97,64
96.504.980-0	Pehuenche S.A.	92,65	0,00	92,65	92,65
Extranjera	Endesa Argentina S.A. (**)	97,99	2,00	99,99	99,99
Extranjera	Endesa-Chile Internacional	100,00	0,00	100,00	100,00
96.589.170-6	Pangue S.A.	94,97	0,02	94,99	92,48
Extranjera	Hidroinvest S.A.	0,00	69,93	69,93	69,93
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	0,00	65,19	65,19	65,19
Extranjera	Central Costanera S.A.	12,33	51,93	64,26	51,68
Extranjera	Endesa Brasil Participaciones Ltda.	5,00	95,00	100,00	100,00
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	99,95	0,00	99,95	99,95
Extranjera	Compañía Eléctrica Cono Sur S.A.	100,00	0,00	100,00	100,00
Extranjera	Central Hidroeléctrica Betania S.A.	0,44	85,18	85,62	85,62
Extranjera	Endesa de Colombia S.A. (*)	0,00	0,00	0,00	100,00
Extranjera	Lajas Inversora S.A.	0,00	100,00	100,00	100,00
Extranjera	Cochoeira Dourada S.A.	0,00	99,61	99,61	99,61
Extranjera	Capital de Energía S.A.	0,05	50,95	51,00	51,00
Extranjera	Emgesa S.A.	0,00	51,32	51,32	51,32
Extranjera	Edegel S.A.	0,00	63,56	63,56	63,56
Extranjera	Generandes Perú S.A.	0,00	59,63	59,63	59,63
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	50,00	25,00	75,00	75,00
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	99,90	0,10	100,00	100,00
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A.	99,99	0,01	100,00	100,00
Extranjera	Ingendesa Do Brasil Ltda.	0,00	100,00	100,00	100,00

(*) Con fecha 17 de diciembre de 2004 se liquidó la filial colombiana Endesa de Colombia S.A. quien tenía parte de la inversión en Central Hidroeléctrica Betania S.A. (8,91%), producto de esta liquidación, Endesa Matriz y Compañía Eléctrica Conosur S.A., que poseía acciones de Endesa de Colombia S.A. han pasado a tener participación directa en Central Hidroeléctrica Betania S.A.

(**) Con fecha 17 de noviembre de 2004, la Sociedad vendió 492.920 acciones de Endesa Argentina S.A. a Endesa Inversiones Generales S.A., correspondiente al 2% de su participación en dicha sociedad.

Todas las transacciones y saldos significativos entre las sociedades consolidadas han sido eliminados y la parte proporcional correspondiente a inversionistas minoritarios de las filiales se incluye en el rubro interés minoritario del balance general y del estado de resultados.

e. Corrección monetaria

Los estados financieros de ambos ejercicios han sido ajustados mediante la aplicación de las normas de corrección monetaria, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile, y que corresponden a los criterios establecidos por el Boletín N° 58 del Colegio de Contadores de Chile A.G.. Los efectos de estos ajustes se muestran en Nota N° 25.

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS, CONTINUACIÓN

f. Bases de conversión

Los activos y pasivos en moneda extranjera y aquellos pactados en otras unidades de equivalencia, se presentan a los siguientes tipos de cambio y valores de cierre vigentes en cada ejercicio:

	31 de Diciembre			
	2004 Unidades por US\$	2003 Unidades por US\$	2004 \$	2003 \$
Dólar Estadounidense Observado	1,00	1,00	557,40	593,80
Libra Esterlina	0,52	0,56	1.073,37	1.056,21
Peso Colombiano	2.389,75	2.778,21	0,23	0,21
Nuevo Sol Peruano	3,28	3,46	169,84	171,62
Real Brasileño	2,65	2,89	209,99	205,52
Yen Japonés	103,03	106,99	5,41	5,55
Euro	0,73	0,80	760,13	744,95
Unidad de Pool (BIRF) (UP) (**)	0,000071	0,000071	7.874.799,07	8.408.776,27
Unidad de Fomento (U.F.)	0,03	0,04	17.317,05	16.920,00
Unidad de Cuenta Préstamo BID (UC) (*)	0,62	0,61	899,42	970,23
Peso Argentino	2,98	2,96	187,65	200,61

(*) Unidad de medida, con respecto al dólar estadounidense, en que el BID expresa los préstamos y que consiste en un promedio ponderado de las diversas monedas otorgadas en préstamos, a una fecha determinada.

(**) Unidad de medida, con respecto al dólar estadounidense, en que el BIRF expresa los préstamos y que consiste en un promedio ponderado de las diversas monedas otorgadas en préstamos, a una fecha determinada.

g. Depósitos a plazo y valores negociables

Los depósitos a plazo se presentan valorizados a su valor nominal con las actualizaciones pactadas, incluyendo los correspondientes reajustes e intereses devengados al cierre de los respectivos ejercicios. (Nota 4)

Los valores negociables de la Sociedad y sus filiales corresponden a acciones de sociedades que se presentan al costo corregido, el que no excede su valor de mercado.

h. Existencias

Las existencias están valorizadas al costo promedio de adquisición corregido monetariamente al cierre de cada ejercicio. Los valores así determinados no exceden a los respectivos valores de reposición.

i. Estimación para cuentas incobrables

Los deudores por ventas al cierre de cada ejercicio se presentan netos de la estimación de deudores incobrables. (Nota 5).

La estimación ha sido realizada considerando la antigüedad de las cuentas por cobrar.

j. Otros activos circulantes

El saldo incluye principalmente depósitos por garantías y obligaciones, contratos swaps, forwards, pactos de retroventa y otros.

Las operaciones de compra con compromiso de retroventa se presentan a sus valores de inversión, más los intereses y reajustes devengados al cierre, de acuerdo con las cláusulas de los respectivos contratos. (Nota 9).

k. Activo fijo

Los bienes del activo fijo en explotación sujetos a los convenios mutuos a que se refería el D.F.L. N° 4 del año 1959, están valorizados al costo neto de reemplazo fijado por la ex Superintendencia de Servicios Eléctricos y Gas (SEG) más la corrección monetaria aplicada desde la fecha de fijación hasta el cierre de los respectivos ejercicios. La última valorización, de acuerdo a los términos anteriores, fue efectuada el año 1980.

Los bienes en explotación adquiridos con posterioridad a la última fijación de costo neto de reemplazo se presentan al costo de adquisición corregido monetariamente. El costo financiero de los créditos obtenidos para financiar las obras en ejecución se capitalizan durante el período de su construcción.

En 1986 se incorporó al valor del activo el ajuste por retasación técnica, resultante de la aplicación de las Circulares N° 550 y 566 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

De acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile, la sociedad ha evaluado la recuperabilidad del valor de sus inversiones en el exterior en consideración a lo establecido en los Boletines Técnicos N° 33 y N° 42 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS, CONTINUACIÓN

k. Activo fijo, continuación

Como resultado de esta evaluación no se han determinado ajustes que afecten los valores de estos activos en los dos ejercicios presentados.

Los bienes recibidos en arrendamiento, cuyos contratos reúnen las características de leasing financiero, se contabilizan como adquisición de activo fijo, reconociendo la obligación total y los intereses sobre la base de lo devengado. Dichos bienes no son jurídicamente de propiedad de la Sociedad, por lo cual, mientras no ejerza la opción de compra, no puede disponer libremente de ellos.

l. Depreciación

La depreciación es calculada sobre la base del método lineal considerando su vida útil estimada.

m. Intangibles

A contar del ejercicio 1998 se ha implementado la aplicación del Boletín Técnico N°55 del Colegio de Contadores de Chile A.G. que define este tipo de activos y sus plazos de amortización. Estos corresponden principalmente a Servidumbres y Derechos de Paso.

n. Inversiones en empresas relacionadas

Las inversiones en empresas relacionadas se presentan a su valor patrimonial (VP) determinado al cierre de cada ejercicio.

Esta metodología de valorización incluye el reconocimiento de la participación en resultados sobre base devengada (Nota 11).

Las inversiones en las sociedades en el exterior han sido valorizadas de acuerdo a las disposiciones de los Boletines Técnicos N° 72, 64 y N° 42 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

o. Mayores y Menores valores de inversión

Los saldos de los mayores y menores valores, están determinados de acuerdo a lo estipulado en la Circular N° 368 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El efecto en los resultados por las amortizaciones de los mayores y menores valores de inversión es determinado en forma lineal en donde se consideran, entre otros aspectos, la naturaleza y característica de cada inversión, vida predecible del negocio y retorno de la inversión, el que no excede los 20 años.

La Sociedad evaluó al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la recuperabilidad del valor de sus mayores y menores valores generados por las inversiones en el exterior, para lo cual, bajo la jerarquía de normativas establecidas en el Boletín Técnico N°56 del Colegio de Contadores de Chile A.G., se ha recurrido a lo estipulado en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 36 "Deterioro del Valor de los Activos".

Al 31 de diciembre de 2004, la Sociedad y sus filiales estiman que no existe indicio alguno de pérdida por deterioro potencial en el presente ejercicio.

p. Inversiones en otras Sociedades

Las inversiones en otras sociedades se presentan a su costo de adquisición corregido monetariamente.

q. Obligaciones con el público

Las obligaciones con el público por emisión de bonos se presentan en el pasivo a su valor nominal de los Bonos suscritos y pagados. La diferencia entre el valor nominal y de colocación se difiere y amortiza en el plazo de vencimiento de los mismos (Nota 19).

r. Impuesto a la Renta e Impuesto diferidos

- *Impuestos a la Renta*

Al 31 de diciembre de 2004, la Sociedad y sus filiales han registrado una provisión para el Impuesto a la Renta de Primera Categoría por un monto ascendente a M\$ 52.676.432 (M\$ 51.263.708 en 2003). Asimismo se han provisionado M\$ 101.694 (M\$ 74.889 en 2003), correspondientes al Impuesto Único del Art. 21 de la Ley de la Renta. (Nota 8).

- *Impuestos diferidos*

La Sociedad y sus filiales han reconocido en resultados el efecto de impuestos diferidos originados por diferencias temporarias, beneficios tributarios por pérdidas tributarias y otros eventos que crean diferencias entre el resultado contable y tributario, de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 60 y boletines complementarios del Colegio de Contadores de Chile A.G. y las normas indicadas en Circular N° 1466 y N° 1560 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS). Los impuestos diferidos se han determinado de acuerdo a las tasas de impuestos que estarían vigentes a la fecha estimada de reverso de las diferencias temporarias, que le dieron origen.

2. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS, CONTINUACIÓN

r. Impuesto a la Renta e Impuesto diferidos, continuación

Al 31 de diciembre de 2004, la sociedad y sus filiales han reconocido en resultados un cargo neto de M\$ 40.648.668 (abono neto de M\$ 23.276.062 en 2003) (Nota 8).

s. Indemnizaciones por años de servicio

La provisión para cubrir la obligación convenida con el personal, quienes adquieren el derecho cuando cumplen 15 años de servicio, se presenta sobre la base del valor presente, aplicando el método del costo devengado del beneficio, con una tasa de interés anual del 6,5 % (9,5% en 2003) y considerando una permanencia promedio variable de acuerdo a los años de servicio del personal.

t. Vacaciones del personal

A contar del 1 de enero de 1994, el costo anual de vacaciones del personal, es reconocido como gasto en los estados financieros sobre base devengada.

u. Beneficios post-jubilatorios

Los planes de pensiones complementarias y otros beneficios post-jubilatorios acordados con el antiguo personal de la Sociedad, de acuerdo a los respectivos contratos colectivos de trabajo, han sido calculados sobre la base del método actuarial denominado valor acumulado de los beneficios futuros, utilizando una tasa de descuento de un 6,5% (9,5% en 2003).

v. Ingresos de explotación

Se ha considerado como ingreso de la explotación la energía suministrada y no facturada al cierre de cada ejercicio, la que es valorizada al precio de venta según las tarifas vigentes. Dichos montos son presentados en el activo circulante en el rubro Deudores por ventas. El costo de dicha energía está incluido en el rubro Costos de Explotación. De igual forma se ha reconocido como ingreso lo concerniente a los valores recibidos por concepto de peajes por vehículos motorizados y prestación de servicios de ingeniería e inspección.

w. Contratos de derivados

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, la Sociedad y sus filiales han suscrito contratos de compraventa de divisas y de coberturas de tasas de interés con instituciones financieras. Estos contratos se

encuentran registrados de acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 57 del Colegio de Contadores de Chile A.G..

x. Gastos de investigación y desarrollo

Los gastos de investigación que realiza la Sociedad son principalmente de dos tipos:

- De aplicación general (hoyas hidrográficas, recursos hidroeléctricos, registros sísmicos, etc.) los cuales se amortizan de inmediato, llevándolos a gastos del ejercicio.
- De estudios específicos de nuevas obras, las cuales se activan.

Durante los ejercicios 2004 y 2003 no se han efectuado gastos por este concepto.

y. Efectivo y Efectivo equivalente

Los estados de flujo de efectivo se han preparado de acuerdo al método indirecto.

El efectivo y efectivo equivalente presentado en los estados de flujos de efectivo, corresponde a los conceptos disponible, depósitos a plazo, valores negociables y otros conceptos incluidos en el rubro activos circulante (cuyo plazo de vencimiento es inferior a 90 días).

Para los efectos de clasificación, el concepto de flujo operacional comprende fundamentalmente recaudación de clientes, pago a proveedores, pago de remuneraciones y pagos de impuestos.

z. Software computacional

Los software computacionales de la Sociedad y sus filiales han sido adquiridos como paquetes computacionales, los cuales se amortizan durante un período de tres años.

3. CAMBIOS CONTABLES

La Sociedad para su indemnización por años de servicios modificó la tasa de descuento, desde un 9,5% en el año 2003 a un 6,5% en el año 2004, y la permanencia futura de sus trabajadores, parámetros utilizados para valorizar dicho pasivo. Estos cambios originaron reconocer en el presente ejercicio un mayor cargo neto a resultados de M\$ 398.884.

Adicionalmente, en la provisión por beneficios post-jubilatorios también se modificó la tasa de descuento, desde un 9,5% en el año 2003 a un 6,5% en el año 2004, lo que originó un mayor cargo a resultados de M\$ 560.609.

4. DEPOSITOS A PLAZO

El saldo de este rubro al cierre de cada ejercicio es el siguiente:

R.U.T.	Institución emisora	Tasa de interés	Vencimientos	2004 M\$	2003 M\$
Extranjero	Bancafe	7,34%	01/01/2005	3.946.499	-
Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya	2,25%	01/01/2005	38.351.517	44.201.747
97.041.000-7	Banco Boston	-	-	-	451.474
Extranjero	Banco Bradesco	1,34%	-	-	877.332
Extranjero	Banco Citibank N.A.	-	-	-	138.848
Extranjero	Banco Colpatria	2,50%	01/01/2005	1.520.738	-
Extranjero	Banco Continental	2,63%	01/01/2005	2.294.797	2.157.070
Extranjero	Banco Continental de Panama	1,96%	01/01/2005	1.679.734	-
Extranjero	Banco de Crédito	2,65%	01/01/2005	1.977.272	-
Extranjero	Banco Frances	4,40%	01/01/2005	375.130	-
Extranjero	Banco Interbank	-	-	-	662.848
Extranjero	Banco de Occidente	1,80%	01/01/2005	4.376.923	-
Extranjero	Banco Nationale de Paris	2,45%	01/01/2005	593.113	414.916
Extranjero	Banco Pactual	1,39%	-	-	2.765.456
Extranjero	Banco Río de la Plata	2,50%	01/01/2005	944.725	2.277.911
97.039.000-6	Banco Santander	1,20%	01/01/2005	91.074	2.177.333
Extranjero	Banco Santander	1,55%	01/01/2005	983.059	-
Extranjero	Banco Santos	1,38%	-	-	883.503
Extranjero	Banco Votorantim	1,34%	-	-	1.006.218
Extranjero	Bancolombia	3,63%	01/01/2005	3.604.373	5.446.223
Extranjero	Bank of America	1,63%	01/01/2005	8.189.878	16.855.765
Extranjero	BBVA Colombia	6,58%	01/01/2005	2.559.208	-
Extranjero	CDT	7,90%	01/01/2005	730.087	1.558
Extranjero	CDB_Bradesco	1,47%	01/01/2005	76.868	-
Extranjero	Citi trust	8,31%	01/01/2005	2.246	4.583
Extranjero	Citibank	1,20%	01/01/2005	51.915.483	37.282.979
Extranjero	Citibank Large Corp.	1,48%	01/01/2005	1.316.577	-
Extranjero	Citibank New York	2,10%	01/01/2005	966.532	4.080.667
Extranjero	Citiliquit	2,05%	01/01/2005	432.519	3.154.884
Extranjero	Corfinsura	7,80%	01/01/2005	8.508.154	2.018.080
Extranjero	Corfinsura Internacional	2,32%	01/01/2005	2.953.633	-
Extranjero	Corfivalle	7,87%	01/01/2005	2.130.139	4.626.408
Extranjero	FAM Fondo Ganadero	8,43%	01/01/2005	1.442.306	109.603
Extranjero	Fiduciaria del Valle	7,09%	01/01/2005	563.277	1.765.894
Extranjero	Fiduocolombia	7,17%	01/01/2005	4.116.116	1.123.055
Extranjero	Fiduvalle	6,99%	01/01/2005	5.266.745	-
Extranjero	Fiduvalle Multiplicar	8,48%	01/01/2005	2.455.209	-
Extranjero	Fondo de pensiones Porvenir	8,30%	-	-	15.279.260
Extranjero	Ford Motor	2,26%	01/01/2005	5.590.056	-
Extranjero	HSBC	2,50%	-	-	8.028.336
Extranjero	HSBC - RJ	1,53%	01/01/2005	1.851.083	-
Extranjero	Interbolsa	7,98%	01/01/2005	6.436.913	-
Extranjero	Itau Perfomance	1,49%	01/01/2005	1.037.346	-
Extranjero	Itau Corp.Plus	1,51%	01/01/2005	1.377.240	-
Extranjero	Serfinco	7,15%	01/01/2005	80.741	90.590
Extranjero	Suleasing	9,12%	01/01/2005	1.166.231	-
Extranjero	Suvalor	7,30%	01/01/2005	11.539.892	1.195.084
Extranjero	Porvenir	2,24%	01/01/2005	439.323	-
Extranjero	Unibanco Inst.RF	1,48%	01/01/2005	1.357.006	-
Extranjero	Bradesco	1,48%	01/01/2005	1.410.848	-
Total				186.650.610	159.077.625

5. DEUDORES CORTO Y LARGO PLAZO

El saldo de este rubro al cierre de cada ejercicio es el siguiente:

Rubro	Hasta 90 días		Más de 90 días hasta 1 año		Sub total	Total Circulante		Largo plazo	
	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
Deudores por venta	103.378.878	101.864.679	4.566.908	2.820.988	107.945.786	105.455.382	102.017.051	-	-
Estimación deudas incobrables	(409.690)	-	(2.080.714)	(2.668.616)	(2.490.404)	-	-	-	-
Documentos por cobrar	155.145	757.211	52.413	487.721	207.558	207.558	1.149.448	-	-
Estimación deudas incobrables	-	-	-	(95.484)	-	-	-	-	-
Deudores varios (1)	26.677.855	3.754.833	10.197.239	49.360.318	36.875.094	36.005.534	52.223.326	35.027.855	17.207.952
Estimación deudas incobrables	(161.190)	(151.399)	(708.370)	(740.426)	(869.560)	-	-	-	(114.952)
Totales					141.668.474	155.389.825	35.027.855	17.093.000	

(1) Se incluye un monto de M\$ 8.062.973 que corresponde a la deuda que tienen las demás Sociedades Generadoras del sistema con Endesa y filiales generadoras, por concepto de reliquidación de peajes en razón de la aplicación, desde el 13 de marzo de 2004, de la Ley N° 19.940 (Ley Corta.).

País	2004		2003	
	M\$	Porcentaje	M\$	Porcentaje
Chile	64.049.445	36,25%	84.463.700	48,97%
Perú	17.052.601	9,65%	18.176.075	10,54%
Argentina	19.767.787	11,19%	14.662.258	8,50%
Colombia	28.255.673	15,99%	21.281.881	12,34%
Brasil	42.942.652	24,30%	33.595.989	19,48%
Panamá	4.628.171	2,62%	302.922	0,18%
Total	176.696.329	100,00%	172.482.825	100,00%

6. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

A continuación se muestra los saldos de documentos y cuentas por cobrar y pagar y las transacciones más significativas entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables.

a. Cuentas por cobrar

R.U.T.	Sociedad	Saldo al 31 de Diciembre			
		Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	308.746	313.865	304.097	609.105
Extranjera	Atacama Finance Co.	106.087.173	1.952.594	-	131.389.523
Extranjera	Cía de Energía del Mercosur S.A.	3.310.343	5.185.378	-	-
96.524.320-8	Chilectra S.A.	11.699.656	11.189.495	369	-
Extranjera	Cía. Interconexión Energética S.A.	1.672.256	2.731.268	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	19.849.187	20.140.576	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.	3.382.863	2.122.142	-	-
Extranjera	Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.	-	35.294	-	-
Extranjera	Empresa Eléctrica Piura S.A.	2.719	1.629	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	101.193	168.085	-	-
Extranjera	Etevensa	17.262	82.458	-	-
77.032.280-4	Gasoducto Tal Tal Ltda.	75.087	-	-	-
78.932.860-9	Gas Atacama Generación S.A.	27.967	30.592	-	-
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	-	2.681.081	-	-
Extranjera	Central Generadora Termoeléctrica de Fortaleza S.A.	5.654	105.786	-	-
Extranjera	Cam Colombia Ltda.	60.324	-	-	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	17.581	19.389	-	-
96.827.970-K	Inversiones Eléctricas Quillota S.A.	2.000	2.050	-	-
Extranjera	Cerj S.A.	13.062	-	-	-
96.800.570-7	Elesur S.A.	1.272	2.133	-	-
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa - Minmetal Ltda	15.715	-	30.000	-
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	193.193	126.609	-	-
77.625.850-4	Consorcio Ara - Ingendesa Ltda.	201.639	463.413	-	-
76.197.570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa Ara Ltda	13.425	-	-	-
Total		147.058.317	47.353.837	334.466	131.998.628

6. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS, CONTINUACIÓN

b. Cuentas por pagar

R.U.T.	Sociedad	Saldo al 31 de Diciembre			
		Corto plazo		Largo plazo	
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$
Extranjera	Compañía de Energía del Mercosur S.A.	236.353	584.044	-	-
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	178.592	1.033.586	-	-
96.524.320-8	Chilectra S.A.	66.258	27.981	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	3.274.921	70.564.801	-	-
Extranjera	Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.	-	2.930.452	-	86.428
94.271.000-3	Enersis S.A.	1.451.363	50.019.431	51.139	-
96.529.420-1	Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	618.919	1.088.512	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	25.419	23.391	-	-
96.543.670-7	Compañía Americana de Multiservicios Ltda.	2.003	57.298	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	207.713	199.325	-	-
Extranjera	Cam Colombia Ltda.	238.853	-	-	-
Extranjera	Synapsis Perú S.A.	13.712	8.598	-	-
Extranjera	Synapsis Colombia S.A.	65.493	39.039	-	-
Extranjera	Compañía Americana de Multiservicios Perú S.A.	-	2.944	-	-
Extranjera	Compañía Americana de Multiservicios Colombia Ltda.	-	57.050	-	-
96.799.250-K	Smartcom S.A.	-	2.266	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.	3.845	26.653	-	-
Total		6.383.444	126.665.371	51.139	86.428

1) Documentos y Cuentas por Cobrar y Pagar Corto Plazo

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar corto plazo, corresponden principalmente a:

- Operaciones del giro y servicios varios, los cuales tienen vencimiento a 30 días y no tienen reajustabilidad.

- Cuentas corrientes mercantiles, las cuales tienen cláusulas de reajustabilidad y pago de intereses.

El saldo por pagar a Enersis S.A. en ambos ejercicios se origina por operaciones de financiamiento, está expresado en pesos y dólares estadounidenses, y devengan intereses a tasas de mercado.

El saldo por cobrar a Atacama Finance Co. corresponde a los préstamos otorgados por Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. para financiar las obras en construcción de Gasoducto Atacama Argentina S.A., Gasoducto Atacama Chile S.A. y Gas Atacama Generación S.A.. Los préstamos están expresados en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa promedio de un 5,00% anual y con vencimientos a marzo de 2005.

2) Documentos y Cuentas por Cobrar y Pagar Largo Plazo

El saldo por cobrar a Sociedad Transmisora Eléctrica de Quillota Limitada se origina por la venta a valor libros de activos fijos. La deuda está expresada en unidades de fomento, devenga intereses a una tasa anual del 9% y se pagará en cinco cuotas anuales iguales a contar de diciembre del año 2002.

c. Transacciones más significativas y su efecto en resultado:

Empresas	R.U.T.	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	al 31 de Diciembre 2004		al 31 de Diciembre 2003	
				Monto M\$	Efecto en resultado	Monto M\$	Efecto en resultado
					(cargo)/abono		(cargo)/abono
Atacama Finance Co.		Extranjera	Coligada	Intereses	6.406.649	6.406.649	5.678.768
				Corrección monetaria	2.982.447	2.982.447	1.781.235
				Diferencia de cambio	10.276.468	(10.276.468)	29.716.443
Cia. Americana Multiservicios Ltda.	96.543.670-7	Matriz Común	Servicios prestados	-	-	74.120	74.120
				Servicios recibidos	-	1.164	(1.164)
			Servicios prestados	281.613	281.613	1.098.053	1.098.053
Cta. Gen. Termoeléctrica de Fortaleza		Extranjera	Coligada	Venta de energía	19.487.819	19.487.819	20.487.600
				Compra de energía	728.522	(728.522)	2.178.949
				Compra de energía	13.771.657	(13.771.657)	11.707.287
Codensa S.A.	96.524.320-8	Extranjera	Relacionada indirecta	Venta de energía	75.137.067	75.137.067	77.025.851
				Servicios prestados	56.640	56.640	52.344
				Servicios recibidos	582.483	(582.483)	451.615
Cia. Transmisión del Mercosur S.A.		Extranjera	Coligada	Intereses	3.007.173	(3.007.173)	3.177.736
				Compra de energía	2.166.614	(2.166.614)	2.109.564
				Venta de energía	19.198.528	19.198.528	21.942.261
Cía. Interconexión Energética S.A.		Extranjera	Matriz Común	Servicios prestados	-	-	153.139
				Venta de energía	129.034.965	129.034.965	125.916.068
				Servicios prestados	2.224.949	2.224.949	2.083.794
Chilectra S.A.		Extranjera	Matriz Común	Servicios recibidos	6.486	(6.486)	84.459
				Servicios prestados	1.727	1.727	80.280
				Diferencia de cambio	127.613	(127.613)	-
Gas Atacama Generación S.A.	78.932.860-9	Coligada		Venta de energía	125.823	125.823	500.996
				Intereses	1.935.556	(1.935.556)	2.154.022
				Servicios prestados	228.933	228.933	934.052
Gas Atacama S.A.	96.830980-3	Coligada		Diferencia de cambio	2.594.149	(2.594.149)	1.898.212
				Corrección monetaria	218.476	(218.476)	284.228
				Intereses	-	-	19.630
Enersis S.A.	94.271.000-3	Extranjera	Matriz Común	Diferencia de cambio	-	-	102.769
				Corrección monetaria	-	-	33.145
				Intereses	1.935.556	(1.935.556)	(33.145)
Enersis Internacional S.A.		Extranjera	Matriz Común	Venta de energía	1.520.132	1.520.132	2.269.437
				Servicios prestados	304.900	304.900	59.070
				Compra de gas	2.674.409	(2.674.409)	2.683.465
Etevensa		Extranjera	Matriz Común	Servicios prestados	-	-	2.444
				Venta de energía	31.483.841	31.483.841	28.720.064
				Servicios recibidos	-	-	125.814
Edelnor S.A.		Extranjera	Matriz Común	Servicios recibidos	240.756	(240.756)	323.191
				Servicios prestados	6.010	6.010	17.629
				Corrección monetaria	1.751.977	(1.751.977)	2.345.245
Endesa Servicios Generales		Extranjera	Matriz Común	Servicios recibidos	-	-	(2.345.245)
				Servicios prestados	1.751.977	(1.751.977)	384.055
				Corrección monetaria	6.010	6.010	(384.055)
Cam Colombia Ltda.		Extranjera	Coligada	Servicios recibidos	459.498	(459.498)	323.191
				Servicios prestados	2.572.199	2.572.199	17.629
				Intereses	81.104	81.104	2.129.021
Elesur S.A.	96.800.570-7	Extranjera	Matriz Común	Servicios prestados	85.307	85.307	2.129.021
				Corrección monetaria	57.305	57.305	2.129.021
				Intereses	6.010	6.010	131.501
Synopsis Sol y Serv. IT Ltda.	96.529.420-1	Extranjera	Matriz Común	Servicios recibidos	869	869	-
				Servicios prestados	61.141	61.141	-
				Corrección monetaria	-	-	-
Synopsis Colombia		Extranjera	Coligada	Servicios recibidos	-	-	-
				Servicios prestados	-	-	-
				Corrección monetaria	-	-	-
Consortio ARA - Ingendesa Ltda.	77.625.850-4	Extranjera	Coligada	Servicios prestados	-	-	-
				Corrección monetaria	-	-	-
				Intereses	-	-	-
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	77.017.930-0	Extranjera	Coligada	Servicios prestados	-	-	-
				Corrección monetaria	-	-	-
				Intereses	-	-	-
Soc. Agrícola Pastos Verdes	78.970.360-4	Extranjera	Coligada	Servicios prestados	-	-	-
				Corrección monetaria	-	-	-
				Intereses	-	-	-
Consortio Ingendesa Minmetal Ltda	77.573.910-K	Extranjera	Coligada	Servicios prestados	-	-	-
				Corrección monetaria	-	-	-
				Intereses	-	-	-
Empresa Eléctrica de Bogotá		Extranjera	Coligada	Servicios recibidos	-	-	-
				Corrección monetaria	-	-	-
				Intereses	-	-	-

7. EXISTENCIAS

Las existencias corresponden principalmente a combustibles para la generación de las centrales térmicas, las cuales están valorizadas según lo descrito en nota 2-h.

8. IMPUESTO A LA RENTA E IMPUESTOS DIFERIDOS

- Información general

El impuesto a la renta por pagar (recuperar) al 31 de diciembre de 2004 y 2003, corresponde al siguiente detalle:

	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004	2003
	M\$	M\$
Provisión impuesto a la renta, neto	13.539.180	6.732.025
Débito (Crédito) fiscal por recuperar	1.516.055	(5.333.574)
Crédito impuesto 1º categoría por utilidades absorvidas	(6.448.726)	(9.280.610)
Total impuestos por recuperar	(4.932.671)	(14.614.184)

a. La Sociedad matriz ha determinado una Renta Líquida Imponible negativa para el ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2004 que asciende a (M\$ 38.852.247) y una renta líquida imponible por M\$ 38.494.912 para el 2003.

b. El saldo de las utilidades (pérdidas) tributarias retenidas y créditos asociados de la Sociedad matriz por los ejercicios es el siguiente:

Año	Monto pérdida M\$	Monto crédito M\$
2003	129.954.211	9.696.937
2004	75.319.514	5.876.793

c. Los efectos de las diferencias temporarias de la Sociedad Matriz y sus filiales generaron en 2004 un cargo neto a resultados ascendente a M\$ 40.648.668 (abono neto de M\$ 23.276.062 en 2003) por concepto de impuesto diferido.

d. La Sociedad y sus filiales han reconocido impuestos diferidos durante ambos ejercicios. Los saldos por impuestos diferidos registrados de acuerdo a los Boletines Técnicos N° 60 y 69 del Colegio de Contadores de Chile A.G. y Circular N° 1466 de la Superintendencia de Valores y Seguros (S.V.S), son los siguientes:

Conceptos	Saldo al 31 de Diciembre 2004				Saldo al 31 de Diciembre 2003			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
Provisión cuentas incobrables	20.323	65.510	-	-	38.083	50.567	-	-
Ingresos Anticipados	30.735	1.021.503	-	-	43.333	1.096.855	-	-
Provisión de vacaciones	365.311	-	-	-	360.972	-	-	-
Activos en leasing	-	-	354.209	-	-	-	-	-
Depreciación Activo Fijo	-	2.893.469	29.542	264.672.838	-	3.159.481	32.867	248.663.374
Indemnización años de servicio	-	-	-	1.248.612	-	-	-	1.519.962
Otros eventos	-	109.790	-	14.210	-	211.782	-	-
Gastos financieros	-	-	-	12.982.334	-	-	-	10.904.732
Pérdidas tributarias	-	53.407.527	-	-	-	63.131.223	-	-
Contingencias	186.368	-	-	-	1.337.000	-	-	-
Gastos activados	-	-	-	2.455.698	-	-	-	637.485
Gastos imputados a obras	-	-	-	4.293.140	-	-	-	4.664.007
Gastos de estudios	-	-	-	8.107.213	-	-	-	8.180.401
Repuestos utilizados	-	-	-	895.914	-	-	-	973.913
Provisión de gastos	441.104	-	-	-	347.798	-	-	-
Descuentos bonos	-	-	-	483.277	-	-	-	581.183
Remuneraciones Obras en curso (Cachoeira Dourada)	-	3.632.328	-	-	-	3.899.439	-	-
Contratos forward y swap	1.615.743	-	-	-	-	312.837	989.222	-
Obsolescencia de materiales	-	566.435	-	-	-	559.426	-	-
Beneficios pensionales	290.966	729.395	-	-	165.898	1.703.296	-	-
Impuestos crédito externo	-	-	-	965.439	-	-	-	1.023.941
Comisiones crédito externo	-	-	-	155.355	-	-	-	192.158
Cuentas complementarias (neto amort acumulada)	-	(17.111.519)	-	(179.692.258)	-	(21.414.384)	-	(192.155.809)
Provisión de valuación	-	(2.935.126)	-	-	-	(2.685.345)	-	-
Total	2.950.550	42.379.312	29.542	116.935.981	2.293.084	50.025.177	1.022.089	85.185.347

8. IMPUESTO A LA RENTA E IMPUESTOS DIFERIDOS, CONTINUACIÓN

e. El cargo a resultados por impuesto a la renta al 31 de diciembre de 2004 y 2003 corresponde al siguiente detalle:

Item	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004 M\$	2003 M\$
Gasto tributario corriente (provisión impuesto)	(52.676.432)	(51.263.708)
Impuesto único Art. N° 21	(101.694)	(74.889)
Efecto por activos o pasivos por impuesto diferido del ejercicio	(33.160.730)	44.061.262
Beneficio por pérdidas tributarias	1.181.648	-
Efecto por amortización de cuentas complementarias de activos y pasivos diferidos	(8.630.695)	(20.745.613)
Efecto en activos o pasivos por impuesto diferido por cambio en la provisión de valuación	(38.891)	(39.587)
Total gasto	(93.426.794)	(28.062.535)

9. OTROS ACTIVOS CIRCULANTES

Este rubro del activo circulante, incluye los siguientes conceptos:

	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004	2003
	M\$	M\$
Cuentas por cobrar Ministerio de Obras Públicas	29.537	58.830
Proyecto Ralco y Alto Jahuel	-	178.073
Depósitos para pagos de obligaciones y garantías	2.994.122	2.956.280
Activos por Swap y Forwards	-	1.496.186
Fair Value contratos derivados	152.931	376.691
Inst. financieros con Pacto de retroventa (*)	10.992.830	-
Otros	98.344	201.703
Totales	14.267.764	5.267.763

(*) Detalle de instrumentos financieros con pacto de retroventa

Código	Institución Emisora	Moneda				Valor de Suscripción M\$	Tasa %	Valor final M\$	Valor de Mercado a fecha de cierre M\$
		Índice	Tipo de documento	Fecha de Compra	Fecha de Término				
Año actual									
VRC	BBVA Banco BHIF	Pesos	D.P.R.	29/dici/2004	3/ener/2005	633.583	0,33%	633.932	633.722
VRC	Banco Central de Chile	Pesos	CERO	29/dici/2004	3/ener/2005	8.043	0,33%	8.048	8.044
VRC	BBVA Banco BHIF	Pesos	D.P.F.	29/dici/2004	3/ener/2005	6.552.973	0,33%	6.556.578	6.554.416
VRC	Banco Central de Chile	Pesos	CERO	30/dici/2004	3/ener/2005	2.954	0,12%	2.955	2.954
VRC	Scotiabank	Pesos	D.P.F.	30/dici/2004	3/ener/2005	1.014.887	0,12%	1.015.049	1.014.928
VRC	Banco de Chile	Pesos	D.P.F.	30/dici/2004	3/ener/2005	1.609.036	0,12%	1.609.294	1.609.100
VRC	Banco Crédito e Inversiones	Pesos	D.P.F.	30/dici/2004	3/ener/2005	247.901	0,12%	247.941	247.911
VRC	Banco Santander Santiago	Pesos	D.P.F.	30/dici/2004	3/ener/2005	413.838	0,12%	413.904	413.855
VRC	BBVA Banco BHIF	Pesos	D.P.F.	30/dici/2004	3/ener/2005	70.885	0,12%	70.895	70.887
VRC	Banco Central de Chile	Pesos	B.C.D.	30/dici/2004	6/ener/2005	437.000	0,09%	437.092	437.013
								10.995.688	10.992.830

10. ACTIVO FIJO

La composición del saldo del activo fijo al cierre de cada ejercicio es la siguiente:

	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004	2003
	M\$	M\$
Activo Fijo Bruto		
Terrenos	46.783.261	37.195.509
Construcciones y obras de infraestructura		
Edificios y construcciones	5.435.726.181	5.655.006.863
Líneas de distribución, transmisión y alumbrado público	29.252.648	20.985.693
Total construcciones y obras de infraestructura	5.464.978.829	5.675.992.556
Maquinarias y equipos	997.489.746	1.039.656.877
Otros activos fijos		
Trabajos en ejecución	21.761.828	19.373.820
Materiales de construcción	4.786.730	5.932.951
Activo fijo en leasing (*)	27.760.648	31.052
Muebles, útiles, enseres, softwares y equipos computacionales	22.805.058	16.387.828
Vehículos	2.015.958	3.034.246
Otros activos	6.851.949	7.860.840
Total otros activos fijos	85.982.171	52.620.737
Mayor valor por retasación técnica		
Construcciones y obras de infraestructura	456.566.575	497.261.143
Maquinarias y equipos	108.882.960	118.893.200
Otros activos fijos	200.725	219.178
Total mayor valor por retasación técnica	565.650.260	616.373.521
Total activo fijo	7.160.884.267	7.421.839.200
Depreciación		
Depreciación acumulada al inicio del ejercicio		
Construcciones y obras de infraestructura	(1.962.390.086)	(1.904.697.662)
Maquinarias y equipos	(409.353.634)	(415.338.645)
Otros activos fijos	(8.509.709)	(6.722.560)
Total depreciación acumulada al inicio del ejercicio	(2.380.253.429)	(2.326.758.867)
Depreciación acumulada al inicio del ejercicio mayor valor por retasación técnica de		
Construcciones y obras de infraestructura	(85.117.604)	(78.532.423)
Maquinarias y equipos	(49.890.779)	(47.606.872)
Otros activos fijos	(267.501)	(324.852)
Total depreciación acumulada al inicio del ejercicio mayor valor por retasación técnica	(135.275.884)	(126.464.147)
Depreciación del ejercicio (costo de explotación)	(169.606.083)	(183.251.501)
Depreciación del ejercicio (gasto administración y ventas)	(1.184.212)	(724.337)
Total depreciación ejercicio con cargo a resultado	(170.790.295)	(183.975.838)
Total depreciación acumulada al cierre del ejercicio	(2.686.319.608)	(2.637.198.852)
Total Activo Fijo Neto	4.474.564.659	4.784.640.348

El cargo a resultados por depreciación en los ejercicios 2004 y 2003 asciende a M\$ 170.790.295 y M\$ 183.975.838, respectivamente.

(*) Activos en Leasing

Corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Huepil S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

El saldo de la obligación neta total al 31 de diciembre de 2004 asciende a M\$ 24.384.379, y se presenta en el rubro acreedores varios de corto y largo plazo.

10. ACTIVO FIJO, CONTINUACIÓN

La sociedad y sus filiales extranjeras individualmente tienen contratado seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería maquinarias con un límite de MU\$ 100.000, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente en cada sociedad en el rubro gastos pagados por anticipado.

Análisis de la recuperabilidad de las inversiones períodos 2004 y 2003

Endesa y sus filiales han procedido a realizar un análisis del valor en libros de sus activos fijos y de las sociedades en las cuales posee inversiones fuera de Chile. El análisis consistió en evaluar tanto la recuperabilidad de los activos fijos de estas sociedades, como

los menores y mayores valores registrados por la inversionista, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile.

El análisis de la recuperabilidad de los activos fijos de dichas sociedades, tal como se explica en nota 2k), se realizó considerando que cuando hay evidencia que en forma permanente las operaciones de una empresa no producirán ingresos suficientes para cubrir todos los costos, incluso la depreciación de los bienes del activo fijo tomados en su conjunto, y cuando el valor en libros de dichos bienes sea superior a su valor de realización, estos valores deberán rebajarse hasta los montos recuperables, con cargo a resultados ajenos a la explotación.

El resultado de este análisis al 31 de diciembre de 2004 determinó que no se requieren ajustes que afecten los valores contables de los activos fijos de la sociedad y sus filiales en ambos ejercicios.

11. INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS

a. El detalle de las inversiones al 31 de diciembre de 2004 y 2003 es el siguiente:

R.U.T.	Sociedades relacionadas	País de origen	de control de la inversión	Número de acciones	Moneda		Porcentaje de participación	Patrimonio de la sociedad	
					31.12.2004	31.12.2003		31.12.2004	31.12.2003
Extranjera	Cía. de Interconexión Energética S.A. (2)	Brasil	Dólar	128.270.106	45,000%	45,000%		117.397.915	124.924.385
78.932.860-9	Gas Atacama Generación S.A.	Chile	Dólar	-	0,050%	0,050%		54.312.421	60.740.108
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Chile	Dólar	-	0,050%	0,050%		56.562.027	55.910.966
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	Chile	Dólar	-	0,050%	0,050%		59.830.121	52.736.881
96.827.970-K	Inversiones Eléctricas Quillota S.A.	Chile	Pesos	608.676	50,000%	50,000%		26.253.719	22.545.505
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Pesos	425	42,500%	42,500%		18.101.389	19.267.163
76.014.570-k	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	Pesos	-	50,000%	50,000%		167.323.954	169.072.670
Extranjera	Cía. de Energí del Mercosur S.A. (3)	Argentina	Dólar	6.305.400	45,000%	45,000%		8.523.313	7.901.478
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Pesos	-	50,000%	50,000%		5.764.453	5.527.265
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	Pesos	1.147	0,00115%	0,00115%		167.326.512	169.074.616
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Pesos	85	0,021%	0,021%		16.662.557	17.699.641
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Argentina	Dólar	4.416.141	0,887%	0,887%		295.053.314	332.721.775
77.625.850-4	Consorcio ARA - Ingendesa Ltda. (1)	Chile	Pesos	-	50,000%	50,000%		533.523	127.379
76.197.570-6	Sociedad Consorcio Ingendesa Ara Ltda. (1)	Chile	Pesos	-	50,000%	50,000%		10.726	-
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minmetal Ltda. (1)	Chile	Pesos	-	50,000%	50,000%		82.174	3.409
Total									

(1) Estas sociedades son empresas relacionadas no consolidables de la filial Ingendesa
(2) Esta sociedad es empresa relacionada no consolidable de la filial Compañía Eléctrica Conosur S.A.
(3) Esta sociedad es empresa relacionada no consolidable de la filial Endesa Argentina

b. Movimientos y hechos ocurridos en el presente ejercicio.

No hubo movimiento de inversión en el ejercicio 2004.

Adquisición de Participación	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004	2003
	M\$	M\$
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A.	-	25.380
Central Costanera S.A.	-	3.036.509
Total	-	3.061.889

c. Movimientos y hechos ocurridos durante el ejercicio anterior

Compra de Acciones

Lajas Inversora S.A.

Durante el ejercicio 2003, la Sociedad adquirió 384.508 (0,0131%) acciones de Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Brasil) por un valor de M\$ 25.380, incrementando su participación en dicha sociedad a un 99,61%.

Resultado del ejercicio		Resultado devengado		VP / VPP		Valor contable de la inversión	
31.12.2004	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2003
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
14.321.278	25.378.061	6.444.575	11.420.127	52.829.062	56.215.972	52.829.062	56.215.972
(1.313.660)	3.340.051	(657)	1.670	27.156	30.370	27.156	30.370
5.358.497	1.512.741	2.679	756	28.281	27.956	28.281	27.956
11.533.433	5.425.624	5.767	2.712	29.915	26.368	29.915	26.368
7.099.149	6.744.947	3.549.575	3.372.473	13.126.860	11.272.753	13.126.860	11.272.753
4.910.202	6.003.335	2.086.836	2.551.417	7.693.090	8.188.544	7.693.090	8.188.544
12.486.274	(487.299)	6.243.137	(243.649)	83.661.977	84.536.335	83.661.977	84.536.335
1.287.102	1.389.582	579.196	625.312	3.835.491	3.555.666	3.835.491	3.555.666
257.389	318.087	128.695	159.044	2.882.227	2.763.633	2.882.227	2.763.633
12.487.171	395.460	143	4	1.919	1.940	1.919	1.940
5.029.745	6.115.066	1.069	1.300	3.541	3.760	3.541	3.760
(9.654.877)	(15.646.659)	(85.684)	(138.859)	2.618.499	2.952.792	2.618.499	2.952.792
405.602	103.294	202.801	51.648	266.762	63.689	266.762	63.689
9.726	-	4.863	-	5.363	-	5.363	-
80.055	-	40.028	-	41.087	1.705	41.087	1.705
		19.203.023	17.803.955	167.051.230	169.641.483	167.051.230	169.641.483

Endesa

Con fecha 03 de octubre de 2003, la sociedad adquirió 18.127.421 acciones de Central Costanera S.A. (Argentina) por un valor de M\$ 3.036.503 correspondiente al 12,33%, con lo cual alcanza un 64,26% a nivel consolidado.

Venta de Acciones

Con fecha 23 de junio de 2003, la Sociedad vendió 330.939.522 acciones de Infraestructura 2000 S.A., por un monto de M\$ 40.074.506 y 3.741 acciones de Sociedad Concesionaria Autopista del Sol S.A., por un monto de M\$ 41.151, cuyos montos representan el 100% de su participación en dichas sociedades.

11. INVERSIONES EN EMPRESAS RELACIONADAS, CONTINUACIÓN

Con fecha 29 de diciembre de 2003, Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. vendió a Gas Atacama S.A. 3.150.000 acciones de Atacama Finance en un monto de US\$ 4.400.000.

Con fecha 29 de diciembre de 2003, Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. vendió a Gas Atacama S.A. 5.000 acciones de Energex Co en un monto de US\$ 5.000.

Constitución de sociedades

Con fechas 01 de octubre y 17 de noviembre de 2003, mediante escritura pública, se constituye la sociedad Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, donde Inversiones Endesa Norte S.A. es dueña del 50%, para ello aporta en dinero efectivo la cantidad de M\$ 700.000

y en dominio del 99,90% de sus derechos sociales en las filiales Gasoducto Atacama Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina Limitada y Gas Atacama Generación Limitada, que son equivalentes al 49,95% del total de los derechos de las antes mencionadas filiales.

Con fecha 01 de diciembre de 2003 mediante escrituras públicas, se modifican las razones sociales de las filiales Gasoducto Atacama Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina Limitada y Gas Atacama Generación Limitada, por los nombres de Gasoducto Atacama Chile S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A. y Gas Atacama Generación S.A. respectivamente.

d. De acuerdo a lo establecido en el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., en 2004 y 2003 la Sociedad ha registrado en forma de calce la diferencia de cambio producida en los pasivos contraídos en la misma moneda de control de la inversión, los que de esta manera quedan asociados como instrumento de cobertura del riesgo de exposición cambiaria de la misma. Los montos al 31 de diciembre de 2004 son los siguientes:

Empresa	País de origen	Monto inversión M\$	Moneda de control	Monto del pasivo M\$
Central Hidroeléctrica Betania	Colombia	332.514.494	US\$	254.029.968
Central Hidroeléctrica Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	333.881.589	US\$	326.329.745
Edegel S.A.	Perú	165.115.398	US\$	97.236.037
Cía. Interconexión Energética S.A.	Brasil	52.829.062	US\$	40.240.941
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	167.982.348	US\$	77.797.288
Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Argentina	3.835.491	US\$	2.514.714
Central Costanera S.A.	Argentina	92.936.967	US\$	56.035.228
Distrilec Inversora S.A.	Argentina	2.618.498	US\$	1.259.902
Total		1.151.713.847		855.443.823

12. MENOR Y MAYOR VALOR DE INVERSIONES

a. De acuerdo a la normativa vigente, la Sociedad ha dado reconocimiento al menor valor resultante en la adquisición de acciones de las siguientes empresas, y su saldo al 31 de diciembre de 2004 y 2003 se desglosa como sigue:

RUT	Empresa	Saldo al 31 de Diciembre			
		2004		2003	
		Amortización del ejercicio M\$	Saldo Menor Valor M\$	Amortización del ejercicio M\$	Saldo Menor Valor M\$
Extranjera	Emgesa S.A.	1.253.592	16.086.006	1.368.843	18.933.729
78.882.820-9	Gasoducto Atacama Chile S.A.	4.941	69.992	4.941	74.934
Extranjera	Edegel S.A.	31.818	408.325	34.742	480.607
96.589.170-6	Pangue S.A.	173.156	3.044.664	173.156	3.217.820
Total		1.463.507	19.608.987	1.581.682	22.707.090

12. MENOR Y MAYOR VALOR DE INVERSIONES, CONTINUACIÓN

- b. De acuerdo a la normativa vigente, la Sociedad ha dado reconocimiento al mayor valor resultante en la adquisición de acciones de las siguientes empresas, y su saldo al 31 de diciembre de 2004 y 2003 se desglosa como sigue:

RUT	Empresa	Saldo al 31 de Diciembre			
		2004		2003	
		Amortización del ejercicio	Saldo Mayor Valor	Amortización del ejercicio	Saldo Mayor Valor
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Edegel S.A.	7.984.811	32.961.832	8.718.901	44.711.106
Extranjera	Central Costanera S.A.	2.699.974	12.824.889	434.671	16.952.154
Extranjera	Central Hidroeléctrica Betania S.A. (*)	5.218.912	7.583.899	6.609.649	14.680.338
Extranjera	Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.	197.877	2.569.614	216.069	3.021.314
Total		16.101.574	55.940.234	15.979.290	79.364.912

(*) Ver nota 2d.

13. INVERSIONES EN OTRAS SOCIEDADES

El detalle de este rubro es el siguiente:

R.U.T.	Sociedad	Número de Acciones	Porcentaje de Participación	Saldo al 31 de Diciembre	
				2004	2003
				M\$	M\$
Extranjera	Club de la Banca y Comercio	1	-	2.245	1.994
Extranjera	Club Empresarial	1	1,00%	5.486	6.447
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aysen S.A.	2.516.231	-	2.047.755	2.047.755
93.039.000-3	Inmobiliaria España S.A.	1	-	-	100
Extranjera	Inverandes S.A.	-	-	-	3.541
80.237.700-2	Cooperativa Eléctrica de Chillán	-	-	13.363	13.363
77.286.570-8	CDEC-SIC Ltda.	-	23,16%	213.764	173.229
77.345.310-1	CDEC-SING Ltda.	-	7,69%	103.171	103.171
Extranjera	Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.	1.966.881	1,69%	18.840.120	66.951.560
Extranjera	Financiera Eléctrica Nacional	4.072	0,10%	115.694	111.723
Extranjera	Electrificadora de la Costa S.A.	13.590.296	0,19%	24.852	27.137
Extranjera	Electrificadora del Caribe S.A.	85.568.116	0,06%	1.331.547	1.376.666
Total				22.697.997	70.816.686

14. INTANGIBLES

El detalle de este rubro es el siguiente:

Conceptos	Saldo Inicial M\$	Amortización acumulada M\$	Saldo al 31 de Diciembre	
			2004	2003
			M\$	M\$
Servidumbre de paso	2.124.928	(1.398.867)	726.061	682.520
Derechos de agua	14.625.394	(1.249.144)	13.376.250	14.268.465
Salex- Cuarta Linea Comahue	9.117.392	(4.307.030)	4.810.362	5.779.693
Software	2.203.059	(1.411.944)	791.115	728.096
Otros	5.552	(1.650)	3.902	2.714
Total	28.076.325	(8.368.635)	19.707.690	21.461.488

15. OTROS ACTIVOS - OTROS

El detalle de este rubro es el siguiente:

	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004	2003
	M\$	M\$
Descuento en colocación de bonos	12.341.942	13.898.289
Aportes financieros reembolsables	3.224.685	3.749.905
Comisiones sobre préstamos y líneas de crédito	10.985.333	17.273.420
Impuesto ganancia mínima presunta	7.215.098	4.074.878
Gastos por colocación de bonos	5.104.634	5.650.523
Fair Value contratos derivados	803.101	8.313.130
Software y licencias	104.431	1.037.740
Fondo de inversión mercado eléctrico mayorista	7.338.729	-
Inversión Empresa Eléctrica de Bogotá (1)	42.474.437	-
Operaciones forwards y swaps	-	4.964.116
Otros	288.031	1.329.817
Total	89.880.421	60.291.818

(1) Mediante acta de conciliación suscrita el 5 de octubre de 2004, la Corporación Financiera del Valle dejará de ser accionista de la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., a través de una operación de intercambio de activos a ser celebrada entre el Grupo Corfivalle y el Grupo Endesa. Esta operación se protocolizará durante los años 2005 y 2006 cuando se finalicen mandatoriamente los procesos legales definidos por ambas partes previos a la entrega de la titularidad de los activos involucrados.

Con esta operación, el Grupo Endesa entregará a Corfivalle la Subestación Eléctrica de Betania S.A. E.S.P. y el 3,81% de la participación en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., a cambio de la participación que posee Corfivalle en Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. (14,3% de la compañía).

Las partes entendiendo que los pasos para perfeccionar el acuerdo de conciliación descrito anteriormente, se ejecutarán gradualmente, han acordado el usufructo de los derechos económico y político de los activos que serán intercambiados a partir del 1 de enero de 2004. De acuerdo con esto la participación del 3,81% en Empresa Eléctrica de Bogotá S.A., que está sujeta a este acuerdo, se presenta en el rubro otros.

16. OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS CORTO PLAZO

El detalle de este rubro es el siguiente:

R.U.T.	Banco o Institución financiera	Tipos de monedas e índice de reajuste										Saldo total	
		US\$		Euros		Otras monedas extranjeras		\$ Reajustables		Moneda no reajustables		al 31 de Diciembre	
		2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
97.032.000-8	Banco BBVA Bif	-	-	-	-	-	-	-	-	1	8.042	1	8.042
Extranjero	Banco Barings	-	3.735.924	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.735.924
Extranjero	Banco Continental	5.710.588	-	-	-	6.001.156	6.158.450	-	-	-	-	11.711.744	6.158.450
Extranjero	Banco Crédito e Inversiones - Perú	-	3	-	-	3.671.731	4.972.353	-	-	-	-	3.671.731	4.972.353
Extranjero	Banco Wiese	-	-	-	-	13.754	-	-	-	-	-	13.754	-
Extranjero	ABN Amro Bank	-	-	-	-	4.414.546	-	-	-	-	-	-	4.414.546
Extranjero	Banco Ganadero	-	-	-	-	2.708.704	-	-	-	-	-	-	2.708.704
Extranjero	Banco Itau	1.447.010	1.869.696	-	-	-	-	-	-	-	-	1.447.010	1.869.696
Extranjero	Banco Lloyds	1.301.529	2.651.014	-	-	-	-	-	-	-	-	1.301.529	2.651.014
Extranjero	Banco Santander	1.118.960	-	-	-	10.030.057	2.800.075	-	-	-	-	11.149.017	2.800.075
97.036.000-K	Banco Santander Santiago	-	-	-	-	-	-	-	-	2.426.482	2.430.118	2.426.482	2.430.118
Extranjero	Bank Boston	8.610.036	1.265.617	-	-	683.103	8.286.511	-	-	-	-	9.293.139	9.552.128
Extranjero	Interbank	-	-	-	-	2.676	7.401	-	-	-	-	2.676	7.401
Extranjero	Citibank	13.856.057	-	-	-	3.929.393	-	-	-	-	-	13.856.057	3.929.393
Extranjero	Banco Hermes	-	3.372.502	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.372.502
Extranjero	Banco de Galicia y Buenos Aires	607.566	-	-	-	-	-	-	-	-	-	607.566	-
Extranjero	Banco Ciudad de Buenos Aires	2.021.133	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.021.133	-
Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	557.957	-	-	-	-	-	-	-	-	-	557.957	-
Extranjero	Davivienda	-	-	-	-	3.295.130	3.335.822	-	-	-	-	3.295.130	3.335.822
Extranjero	Banco AV Villas	-	-	-	-	-	2.207.480	-	-	-	-	-	2.207.480
Extranjero	Banco de Occidente	-	-	-	-	-	1.756.857	-	-	-	-	-	1.756.857
Extranjero	Banco Ganadero	8.678.548	-	-	-	16.580.167	-	-	-	-	-	25.258.715	-
Extranjero	Banco de Bogotá	-	-	-	-	9.362.360	-	-	-	-	-	9.362.360	-
Totales		43.909.384	12.894.756	-	-	49.640.134	40.577.592	-	-	2.426.483	2.438.160	95.976.001	55.910.508
Monto de capital adeudado		43.712.726	12.713.455	-	-	49.194.757	40.537.102	-	-	2.426.483	2.438.160	95.333.966	55.688.717
Tasa interés promedio anual ponderada		3,41%	5,70%	-	-	7,06%	6,81%	-	-	9,00%	3,00%	5,44%	6,54%
al 31 de Diciembre													
Porcentaje de obligaciones en moneda extranjera													
Porcentaje de obligaciones en moneda nacional													
Total													
2004													
2003													
97,47%													
95,64%													
2,53%													
4,36%													
100,00%													
100,00%													

17. OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS

Largo plazo porción corto plazo

El detalle de este rubro es el siguiente:

R.U.T.	Banco o Institución financiera Largo Plazo / porción corto plazo	Tipos de monedas e índice de reajuste										Saldos totales al 31 de Diciembre	
		US\$		Euros		Yen		Otras monedas extranjeras		\$ Reajustables		2004	2003
		2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	2004 M\$	2003 M\$	M\$	M\$
Extranjero	ABN Amro Bank	4.730.550	1.802.878	-	-	-	-	-	-	-	-	4.730.550	1.802.878
97.030.000-7	Banco Estado	-	3.964	-	-	-	-	-	-	1.700.403	1.399.790	1.700.403	1.403.754
Extranjero	Banco Medio Crédito	-	-	-	-	-	-	1.787.795	1.865.846	-	-	1.787.795	1.865.846
Extranjero	Banco Santander Central Hispano	5.685	83.051	-	-	-	-	-	-	-	-	5.685	83.051
Extranjero	Corfinsura	-	-	-	-	-	-	3.322.906	201.474	-	-	3.322.906	201.474
Extranjero	Bancolombia	-	-	-	-	-	-	3.322.906	201.474	-	-	3.322.906	201.474
Extranjero	Banesta	-	5.220.485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.220.485
Extranjero	Bank of América	15.424.717	47.599.343	-	-	-	-	-	-	-	-	15.424.717	47.599.343
Extranjero	Banco Nationale París	3.768.571	12.040.233	-	-	-	-	-	-	-	-	3.768.571	12.040.233
Extranjero	Bank of Tokio - Mitsubishi	5.390.771	5.902.460	125.395	126.861	412.818	435.146	415.332	422.655	-	-	6.344.316	6.887.122
Extranjero	Bndes	-	-	-	-	-	-	1.796.500	1.536.221	-	-	1.796.500	1.536.221
Extranjero	J.P. Morgan Chase Bank	30.974.021	323.089	-	-	-	-	-	-	-	-	30.974.021	323.089
Extranjero	Citibank	-	10.031.497	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.031.497
Extranjero	Citibank N.A.	-	27.620	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.620
Extranjero	Citibank N.A., Nassau, Bahamas Branch	5.685	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.685	-
Extranjero	Export Develop. Corp.	1.757.221	1.872.924	-	-	-	-	-	-	-	-	1.757.221	1.872.924
Extranjero	Santander Investment Bank Ltd.	-	3.134.095	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.134.095
Extranjero	Kreditanstalt Fur Weideraubau	321.924	355.648	-	-	-	-	-	-	-	-	321.924	355.648
Extranjero	Barings Bank	1.166.638	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.166.638	-
Extranjero	Skandinaviska Enskilda Banken	1.857.431	2.034.805	-	-	-	-	-	-	-	-	1.857.431	2.034.805
Extranjero	Birf	-	-	-	-	-	-	1.144.981	-	-	-	-	1.144.981
Extranjero	Societe Generale	-	1.169.497	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.169.497
Extranjero	Davivienda	-	-	-	-	-	-	2.492.844	163.192	-	-	2.492.844	163.192
Extranjero	Conavi	-	-	-	-	-	-	2.076.816	125.921	-	-	2.076.816	125.921
Extranjero	Bancafe	-	-	-	-	-	-	1.246.090	75.553	-	-	1.246.090	75.553
Extranjero	Colpatria	-	-	-	-	-	-	830.726	50.369	-	-	830.726	50.369
Extranjero	Granahorar	-	-	-	-	-	-	1.246.090	75.553	-	-	1.246.090	75.553
Extranjero	Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A.	5.685	16.859	-	-	-	-	-	-	-	-	5.685	16.859
Extranjero	Dresdner Bank Luxembourg S.A.	-	16.859	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.859
Extranjero	HSBC Bank plc, Spanish Branch	-	20.244	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.244
Extranjero	San Paolo IMI S.p.A.	-	19.349	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.349
Extranjero	BNP Paribas, Spanish Branch	-	16.859	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.859
Extranjero	Caixa Madrid, Caixa Madrid Miami Agency	5.685	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.685	-
Extranjero	Deutsche Bank AG, New York Branch	-	16.859	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.859
Extranjero	Landesbank Rheinland-Pfalz-Girozentrale	-	5.269	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.269
Extranjero	Credit Lyonnais, New York Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.760
Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, ltd.New York Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.760
Extranjero	ING Bank N.V., Curacao Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.760
Extranjero	WestLB AG, New York Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.760
Extranjero	Banco Popular Español S.A.	-	7.536	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.536
Extranjero	Bayernische Hypo-und Vereinsbank AG, IBF Branch	-	3.193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.193
Extranjero	Bayernische Landesbank, IBF Branch	-	3.193	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.193
Extranjero	Banco de Sabadell, SA	-	2.139	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.139
Extranjero	Israel Discount Bank of New York	-	1.724	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.724
Extranjero	Banca Intesa, S.p.A., London Branch	-	10.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.760
Extranjero	Banco Español de Crédito	-	5.364	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.364
Extranjero	Mizuho Corporate Bank, Ltd.	-	4.310	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.310
Extranjero	Landesbank Baden-Wurtemberg	-	4.310	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.310
Extranjero	Royal Bank of Canada Europe Limited	-	10.758	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.758
Totales		65.414.584	91.810.214	125.395	126.861	412.818	435.146	18.538.005	5.863.239	1.700.403	1.399.790	86.191.205	99.635.250
Monto de capital adeudado		64.529.479	89.015.555	124.218	124.781	411.782	432.999	3.973.530	4.942.270	1.614.382	1.285.412	70.653.391	95.801.017
Tasa interés promedio anual ponderado		6,96%	4,87%	3,00%	3,00%	0,90%	0,89%	11,74%	8,27%	6,00%	9,00%	7,99%	4,98%
al 31 de diciembre													
2004 2003													
Porcentaje de obligaciones en moneda extranjera													
98,03% 98,60%													
Porcentaje de obligaciones en moneda nacional													
1,97% 1,40%													
Total													
100,00% 100,00%													

18. OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS A LARGO PLAZO

El detalle de este rubro es el siguiente:

R.U.T.	Banco o institución financiera	Moneda o índice reajuste	Años al Vencimiento						Total largo plazo 31.12.2004	Tasa de interés anual prom.	Total largo plazo 31.12.2003 M\$	
			Más de 1 año hasta 2	Más de 2 años hasta 3	Más de 3 años hasta 5	Más de 5 años hasta 10	Más de 10 años	Plazo Años				
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	Años				
97.030.000-7	ABN Amro Bank Banco Estado	US\$ \$ Reaj.	- -	1.698.508 1.768.301	1.008.580 3.536.601	- 2.652.453	- -	- -	2.707.088 9.725.655	9,00% 1,75%	4.473.332 11.978.742	
Extranjero	Banco Medio Crédito	\$ Arg	1.768.301	1.768.300	3.536.601	2.652.453	-	-	9.725.655	1,75%	11.978.742	
Extranjero	Bandes	Rs	2.153.138	2.600.176	482.902	-	-	-	5.236.216	17,75%	7.066.368	
Extranjero	Banco Santander Central His. S.A.	US\$	-	-	34.837.500	-	-	-	34.837.500	2,94%	44.959.632	
Extranjero	Banesto	US\$	1.621.643	1.621.643	3.243.286	4.864.927	-	-	11.351.499	6,64%	17.353.151	
Extranjero	Banca Nationales de Paris	US\$	2.544.205	2.544.205	4.378.968	-	-	-	9.467.378	5,78%	41.107.965	
Extranjero	Bank Of Tokio Mitsubishi Itda.	US\$ Libra Yen Euros	911.946	911.946	1.823.892	4.559.730	11	911.946	9.119.460	5,98%	14.374.183 5.839.939 412.208 432.999 124.781	
Extranjero	Borings Bank	US\$	624.288	-	-	-	-	-	624.288	6,98%	-	
Extranjero	JP Morgan Chase Bank	US\$	13.935.000	-	-	-	-	-	13.935.000	8,60%	48.691.599	
Extranjero	Citibank	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	9.564.422	
Extranjero	Citibank N.Y.	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	14.951.972	
Extranjero	Citibank N.A., Nassau, Bahamas Branch	US\$	-	-	34.837.500	-	-	-	34.837.500	2,94%	-	
Extranjero	Export Develop. Corp.	US\$	789.576	789.576	1.579.152	3.947.880	-	-	7.106.184	2,86%	8.495.248	
Extranjero	Kreditanstalt Fur Weideraubau	US\$	728.452	728.452	1.456.904	728.452	-	-	3.642.260	2,50%	4.860.914	
Extranjero	WestLB AG, New York Branch	US\$	266.802	266.802	533.605	-	-	-	1.067.209	4,85%	1.498.278	
Extranjero	Skandinaviska Enskilda Banken	US\$	1.381.678	1.381.678	-	-	-	-	2.763.356	0,65%	5.029.075	
Extranjero	Bank of América	US\$	8.506.342	-	-	-	-	-	8.506.342	7,42%	-	
Extranjero	Davivienda	\$ Colom	-	-	4.665.140	-	-	-	4.665.140	12,45%	6.572.620	
Extranjero	Corfinsura	\$ Colom	-	-	6.219.897	-	-	-	6.219.897	12,45%	8.763.126	
Extranjero	Bancolombia	\$ Colom	-	-	6.219.897	-	-	-	6.219.897	12,45%	8.763.124	
Extranjero	Conavi	\$ Colom	-	-	3.887.436	-	-	-	3.887.436	12,45%	5.476.953	
Extranjero	Bancafe	\$ Colom	-	-	2.332.462	-	-	-	2.332.462	12,45%	3.286.172	
Extranjero	Colpatria	\$ Colom	-	-	1.554.974	-	-	-	1.554.974	12,45%	2.190.781	
Extranjero	Granahorrar	\$ Colom	-	-	2.332.463	-	-	-	2.332.463	12,45%	3.286.172	
Extranjero	Banco Bilbao Viscaya Argentina S.A.	US\$	-	-	34.837.500	-	-	-	34.837.500	2,94%	9.126.754	
Extranjero	Dresdner Bank Luxembourg S.A.	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	9.126.754	
Extranjero	HSBC Bank plc, Spanish Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	10.959.017	
Extranjero	San Paolo IMI S.p.A.	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	10.475.024	
Extranjero	BNP Paribas, Spanish Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	9.126.754	
Extranjero	Deutsche Bank AG, New York Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	9.126.754	
Extranjero	Landesbank Rheinland-Pfalz-Girozentrale	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	2.852.112	
Extranjero	Credit Lyonnais, New York Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219	
Extranjero	ING Bank N.V., Curacao Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219	
Extranjero	Bank Of Tokio Mitsubishi Itda.	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219	
Extranjero	Caja Madrid, Caja Madrid Miami Agency	US\$	-	-	34.837.500	-	-	-	34.837.500	2,94%	-	
Extranjero	Banco Popular Español S.A.	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	4.079.381	
Extranjero	Bayerische Hypo-und Vereinsbank AG, IBF Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	1.728.552	
Extranjero	Bayerische Landesbank, IBF Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	1.728.552	
Extranjero	Banco de Sabadell, SA	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	1.158.131	
Extranjero	Israel Discount Bank of New York	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	933.418	
Extranjero	Banca Intesa, S.p.A., London Branch	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	5.825.219	
Extranjero	Banco Español de Crédito	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	2.903.969	
Extranjero	Mizuho Corporate Bank, Ltd.	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	2.333.544	
Extranjero	Landesbank Baden-Wurttemberg	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	2.333.544	
Extranjero	Royal Bank of Canada Europe Limited	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	5.825.221	
Totales			35.231.371	14.311.286	184.606.159	16.753.442			911.946	251.814.204		392.497.332
al 31 de Diciembre												
2004												
Porcentaje de obligaciones en moneda extranjera												
98,92%												
Porcentaje de obligaciones en moneda nacional												
1,08%												
Total												
100,00%												

18. OBLIGACIONES CON BANCOS E INSTITUCIONES FINANCIERAS A LARGO PLAZO, CONTINUACIÓN

Con fecha 15 de Mayo de 2003, Endesa y un conjunto de 23 bancos, para los que actúa como Agente Citibank N.A., han suscrito un crédito sindicado para refinanciar deudas bancarias por US\$742.857.142,86.

Producto de este refinaciamiento, las obligaciones de Endesa cuyos vencimientos estaban programados para los años 2003 y 2004, se difirieron hasta el año 2008, con amortizaciones de capital a partir del año 2005.

El crédito sindicado que abarca la refinanciación, elimina el evento de tener que prepagar las obligaciones por una rebaja de la clasificación de riesgo de la compañía a niveles inferiores al grado de inversión. ("Investment grade")

Endesa Chile ha prepagado la totalidad del crédito sindicado con recursos provenientes de la venta de activos y colocación de bonos en el mercado internacional y local durante el año 2003 y a un nuevo crédito por MUS\$ 250.000 suscrito con fecha 04 de febrero de 2004.

Con fecha 10 de noviembre de 2004, Endesa Chile ha suscrito un nuevo crédito por MU\$ 250.000, con el cual procedió a pre-pagar el crédito suscrito con fecha 04 de febrero de 2004.

El nuevo crédito de Endesa Chile contempla amortización al vencimiento el 11 de noviembre de 2010 y un spread sobre libor de 0,375%

La operación se materializó sin garantías, avales o restricciones de inversiones o endeudamiento.

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS

El detalle de las obligaciones con el público corto y largo plazo es el siguiente:

Bonos Largo plazo - Porción corto plazo		Número de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Plazo Final	Periodicidad		Valor par 2004 M\$	2003 M\$	Colocación en Chile o en el Extranjero
								Pago de intereses	Pago de Amortizaciones			
Bonos Endesa	Uno	230.000.000	US\$	7,88%	2/1/27	Semestral	Al Vencimiento	3.771.380	4.105.260			Extranjero
Bonos Endesa	Dos	220.000.000	US\$	7,33%	2/1/37	Semestral	Al Vencimiento	3.742.710	4.086.799			Extranjero
Bonos Endesa	Tres	200.000.000	US\$	8,13%	2/1/97	Semestral	Al Vencimiento	802.816	788.936			Extranjero
Bonos Endesa	Uno	400.000.000	US\$	7,75%	7/15/08	Semestral	Al Vencimiento	7.919.724	8.647.831			Extranjero
Bonos Endesa	Uno	400.000.000	US\$	8,50%	4/1/09	Semestral	Al Vencimiento	4.737.900	5.173.483			Extranjero
Bonos Endesa	E-1 y E-2	6.000.000	U.F.	6,20%	8/1/06	Semestral	Al Vencimiento	2.643.780	2.647.755			Chile
Bonos Endesa	C2; D1 Y D2	1.115.287	U.F.	6,80%	11/1/10	Semestral	Semestral	2.800.303	2.665.953			Chile
Bonos Endesa	F	1.500.000	U.F.	6,20%	8/1/22	Semestral	Semestral	660.946	661.939			Chile
Bonos Endesa	144A	400.000.000	US\$	8,35%	8/1/13	Semestral	Al Vencimiento	7.757.150	8.865.590			Extranjero
Bonos Endesa	144A	200.000.000	US\$	8,63%	8/1/15	Semestral	Al Vencimiento	4.006.313	4.579.317			Extranjero
Bonos Endesa	G	4.000.000	U.F.	4,80%	10/15/10	Semestral	Al Vencimiento	684.563	685.589			Chile
Bonos Endesa	H	4.000.000	U.F.	6,20%	10/15/08	Semestral	Semestral	881.259	882.578			Chile
Bonos Betania	B	300.000.000.000	\$ Col.	12,04%	11/10/11	Trimestral	Al Vencimiento	1.197.295	-			Extranjero
Bonos Edegel	Uno	30.000.000	US\$	8,75%	6/3/06	Semestral	Al Vencimiento	115.423	126.048			Extranjero
Bonos Edegel	Dos	30.000.000	US\$	8,41%	2/14/07	Semestral	Al Vencimiento	535.871	585.137			Extranjero
Bonos Edegel	Tres	30.000.000	US\$	8,75%	6/13/07	Semestral	Al Vencimiento	75.622	82.583			Extranjero
Bonos Edegel	Cuatro	20.000.000	US\$	8,44%	11/21/05	Semestral	Al Vencimiento	11.252.968	114.631			Extranjero
Bonos Edegel	Cinco B	35.000.000	Soles	6,00%	2/22/04	Semestral	Al Vencimiento	-	5.381.578			Extranjero
Bonos Edegel	Uno A	100.000.000	Soles	6,00%	6/6/05	Semestral	Al Vencimiento	17.046.287	70.282			Extranjero
Bonos Edegel	Tres A	50.000.000	Soles	4,13%	9/4/06	Semestral	Al Vencimiento	112.835	116.771			Extranjero
Bonos Edegel	Tres B	50.000.000	Soles	4,88%	10/30/06	Semestral	Al Vencimiento	68.975	72.570			Extranjero
Bonos Edegel	Cuatro A	50.000.000	Soles	4,75%	12/12/06	Semestral	Al Vencimiento	20.162	22.915			Extranjero
Bonos Edegel	Cinco A 2º emisión	10.000.000	US\$	3,75%	1/26/09	Semestral	Al Vencimiento	89.416	-			Extranjero
Bonos Edegel	Seis A 2º emisión	30.000.000	Soles	5,88%	2/27/08	Semestral	Al Vencimiento	102.242	-			Extranjero
Bonos Edegel	Seis B 2º emisión	20.000.000	Soles	8,50%	6/18/08	Semestral	Al Vencimiento	10.423	-			Extranjero
Bonos Edegel	Siete A 2º emisión	10.000.000	US\$	4,78%	7/26/09	Semestral	Al Vencimiento	88.492	-			Extranjero
Bonos Emgesa	A-1	15.000.000.000	\$ Col.	9,89%	7/26/06	Trimestral	Al Vencimiento	63.581	60.416			Extranjero
Bonos Emgesa	B-5	12.750.000.000	\$ Col.	9,97%	10/9/04	Trimestral	Al Vencimiento	-	2.857.948			Extranjero
Bonos Emgesa	B-7	19.500.000.000	\$ Col.	10,29%	10/9/06	Trimestral	Al Vencimiento	108.803	102.361			Extranjero
Bonos Emgesa	B-10	229.825.000.000	\$ Col.	10,60%	10/9/09	Trimestral	Al Vencimiento	1.322.078	1.243.574			Extranjero
Bonos Emgesa	B-10	60.000.000.000	\$ Col.	10,57%	11/10/09	Trimestral	Al Vencimiento	209.129	201.756			Extranjero
Bonos Emgesa	C-10	7.701.962.000	\$ Col.	9,88%	10/9/09	Anual	Al Vencimiento	85.246	75.532			Extranjero
Bonos Emgesa	C-10	19.777.918.000	\$ Col.	10,25%	10/8/09	Anual	Al Vencimiento	46.172	40.901			Extranjero
Bonos Emgesa	B-10 2º emisión	50.000.000.000	\$ Col.	15,18%	7/26/06	Trimestral	Al Vencimiento	1.009.389	1.193.394			Extranjero
Bonos Emgesa	B-1	85.000.000.000	\$ Col.	13,95%	7/26/06	Anual	Al Vencimiento	1.188.391	1.215.623			Extranjero
Bonos Endesa Chile Internacional	Unica	150.000.000	US\$	7,20%	4/1/06	Semestral	Al Vencimiento	1.504.980	1.643.342			Extranjero
Total - porción corto plazo								76.662.624	58.998.392			

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS, CONTINUACIÓN

Bonos Largo plazo:

Número de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Plazo Final	Periodicidad		Valor par		Colocación en Chile o en el Extranjero
						Pago de intereses	Pago de Amortizaciones	2004 M\$	2003 M\$	
Bonos Endesa	Uno	230.000.000	US\$	7.88%	2/1/27	Semestral	Al Vencimiento	114.758.069	125.308.441	Extranjero
Bonos Endesa	Dos	220.000.000	US\$	7.33%	2/1/37	Semestral	Al Vencimiento	122.628.000	133.901.900	Extranjero
Bonos Endesa	Tres	200.000.000	US\$	8.13%	2/1/97	Semestral	Al Vencimiento	22.527.879	24.598.997	Extranjero
Bonos Endesa	Uno	400.000.000	US\$	7.75%	7/15/08	Semestral	Al Vencimiento	222.960.000	243.458.000	Extranjero
Bonos Endesa	Unica	400.000.000	US\$	8.50%	4/1/09	Semestral	Al Vencimiento	222.960.000	243.458.000	Extranjero
Bonos Endesa	E-1 y E-2	6.000.000	U.F.	6.20%	8/1/06	Semestral	Al Vencimiento	103.902.300	104.058.000	Chile
Bonos Endesa	C2; D1 Y D2	1.115.287	U.F.	6.80%	11/1/10	Semestral	Semestral	15.477.997	18.103.889	Chile
Bonos Endesa	F	1.500.000	U.F.	6.20%	8/1/22	Semestral	Semestral	25.975.575	26.014.500	Chile
Bonos Endesa	144A	400.000.000	US\$	8.35%	8/1/13	Semestral	Al Vencimiento	222.960.000	243.458.000	Extranjero
Bonos Endesa	144A	200.000.000	US\$	8.63%	8/1/15	Semestral	Al Vencimiento	111.480.000	121.729.000	Extranjero
Bonos Endesa	G	4.000.000	U.F.	4.80%	10/15/10	Semestral	Al Vencimiento	69.268.200	69.372.000	Chile
Bonos Endesa	H	4.000.000	U.F.	6.20%	10/15/08	Semestral	Semestral	69.268.200	69.372.000	Chile
Bonos Betaria	B	300.000.000.000	\$ Col.	12.04%	11/10/11	Trimestral	Al Vencimiento	69.973.766	-	Extranjero
Bonos Edegel	Uno	30.000.000	US\$	8.75%	6/3/06	Semestral	Al Vencimiento	16.722.000	18.259.350	Extranjero
Bonos Edegel	Dos	30.000.000	US\$	8.41%	2/14/07	Semestral	Al Vencimiento	16.722.000	18.259.350	Extranjero
Bonos Edegel	Tres	30.000.000	US\$	8.75%	6/13/07	Semestral	Al Vencimiento	16.722.000	18.259.350	Extranjero
Bonos Edegel	Cuatro	20.000.000	US\$	8.44%	11/21/01	Semestral	Al Vencimiento	-	12.172.900	Extranjero
Bonos Edegel	Uno A	100.000.000	Soles	6.00%	6/6/05	Semestral	Al Vencimiento	-	17.570.585	Extranjero
Bonos Edegel	Tres A	50.000.000	Soles	4.13%	9/4/06	Semestral	Al Vencimiento	8.489.187	8.785.291	Extranjero
Bonos Edegel	Tres B	50.000.000	Soles	4.88%	10/30/06	Semestral	Al Vencimiento	8.489.187	8.785.291	Extranjero
Bonos Edegel	Cuatro A	50.000.000	Soles	4.75%	12/12/06	Semestral	Al Vencimiento	8.489.187	8.785.291	Extranjero
Bonos Edegel	Cinco A 2º emisión	10.000.000	US\$	3.75%	1/26/09	Semestral	Al Vencimiento	5.574.000	-	Extranjero
Bonos Edegel	Seis A 2º emisión	30.000.000	Soles	5.88%	2/27/08	Semestral	Al Vencimiento	5.093.511	-	Extranjero
Bonos Edegel	Seis B 2º emisión	20.000.000	Soles	8.50%	6/18/08	Semestral	Al Vencimiento	3.395.675	-	Extranjero
Bonos Edegel	Siete A 2º emisión	10.000.000	US\$	4.78%	7/26/09	Semestral	Al Vencimiento	5.574.000	-	Extranjero
Bonos Emgesa	A-1	15.000.000.000	\$ Col.	9.89%	7/26/06	Trimestral	Al Vencimiento	3.498.692	3.286.172	Extranjero
Bonos Emgesa	B-1	85.000.000.000	\$ Col.	13.95%	6/26/06	Anual	Al Vencimiento	19.825.842	18.621.639	Extranjero
Bonos Emgesa	B-5	12.750.000.000	\$ Col.	9.97%	10/9/04	Trimestral	Al Vencimiento	-	-	Extranjero
Bonos Emgesa	B-7	19.500.000.000	\$ Col.	10.29%	10/9/06	Trimestral	Al Vencimiento	4.548.300	4.272.023	Extranjero
Bonos Emgesa	B-10	229.825.000.000	\$ Col.	10.60%	10/9/09	Trimestral	Al Vencimiento	53.605.777	50.349.936	Extranjero
Bonos Emgesa	B-10	60.000.000.000	\$ Col.	10.57%	11/10/09	Trimestral	Al Vencimiento	13.994.769	13.144.687	Extranjero
Bonos Emgesa	C-10	7.701.962.000	\$ Col.	9.88%	10/9/09	Anual	Al Vencimiento	3.570.852	3.163.907	Extranjero
Bonos Emgesa	C-10	19.777.918.000	\$ Col.	10.25%	10/8/09	Trimestral	Al Vencimiento	2.006.479	1.777.815	Extranjero
Bonos Emgesa	B-10 2º emision	50.000.000.000	\$ Col.	15.18%	7/26/06	Trimestral	Al Vencimiento	11.662.258	10.953.905	Extranjero
Bonos Endesa Chile internacional	Unica	150.000.000	US\$	7.20%	4/1/06	Semestral	Al Vencimiento	83.610.000	91.296.750	Extranjero

Total largo plazo

1.685.733.702 1.730.576.969

Endesa Individual

- 1) La Sociedad ha efectuado cinco emisiones de bonos de oferta pública en el mercado nacional, en las siguientes fechas:

- El 12 de septiembre de 1988 la Sociedad inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N° 105, una primera emisión de bonos por U.F.5.000.000, la cual fue totalmente colocada antes del término del ejercicio al 31 de diciembre de 1988, esta emisión se encuentra totalmente cancelada al 1 septiembre de 2000.
- El 24 de agosto de 1989 se inscribió, bajo el N° 111, la segunda emisión de bonos por U.F.6.000.000 la cual fue totalmente colocada al 31 de diciembre de 1990, esta emisión se encuentra totalmente cancelada al 1 de octubre de 2001.
- El 7 de diciembre de 1990 se inscribió, bajo el N° 131, la tercera emisión de bonos por U.F. 4.000.000. De esta emisión, al 31

de diciembre de 2003 se han colocado U.F. 2.030.000. El saldo de U.F. 1.970.000 ha quedado anulado, por haber vencido el plazo de colocación.

El 9 de agosto de 2001 se inscribió bajo el N° 264, la cuarta emisión de bonos por UF 7.500.000, la cual fue totalmente colocada al 31 de diciembre de 2001.

El 26 de noviembre de 2002 se inscribió bajo el N° 317 y 318 y se procedió a su modificación el 2 de octubre de 2003, la quinta emisión de bonos por U.F. 8.000.000, la cual fue totalmente colocada al 31 de diciembre de 2003.

La clasificación de riesgo de las dos últimas emisiones de bonos, a la fecha de estos estados financieros es la siguiente:

Entidad Clasificadora	Categoría
- Feller – Rate Clasificadora de Riesgo Ltda.	A +
- Comisión Clasificadora de Riesgo	A +
- Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda.	A +

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS, CONTINUACIÓN

Condiciones de las Emisiones

Tercera Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos al portador en moneda nacional, denominados en Unidades de Fomento.
Monto de la emisión	: Cuatro millones de Unidades de Fomento (U.F.4.000.000) divididas en:
	- Serie C-1: 120 bonos de U.F. 10.000 cada uno.
	- Serie C-2: 800 bonos de U.F. 1.000 cada uno.
	- Serie D-1: 120 bonos de U.F. 10.000 cada uno.
	- Serie D-2: 800 bonos de U.F. 1.000 cada uno.
Reajuste	: La variación de la Unidad de Fomento.
Plazo de amortización	: Series C-1 y C-2: 15 años (5 años de gracia y 10 años para amortizar el capital). Series D-1 y D-2: 20 años (5 años de gracia y 15 años para amortizar el capital).
Amortización del capital	: Series C-1 y C-2: 20 cuotas semestrales y sucesivas a partir del 1 de abril de 1996. Series D-1 y D-2: 30 cuotas semestrales y sucesivas a partir del 1 de mayo de 1996 Las cuotas de amortización son crecientes.
Rescate anticipado	: A opción del emisor, a partir del 1 de mayo de 1996 y sólo en las fechas de pago de intereses y
amortización.	
Tasa de interés nominal	: 6,8% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 3,34409%.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, vencidos los días 1 de mayo y 1 de noviembre de cada año, a partir del 1 de mayo de 1991. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 201.501 (M\$ 228.969 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.
Garantía	: No tiene garantía específica alguna, salvo la general de todos los bienes del emisor.
Plazo de colocación	: 48 meses a partir de la fecha de inscripción en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Cuarta Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos al portador desmaterializados en moneda nacional, denominados en Unidades de Fomento.
Monto de la emisión	: Hasta siete millones quinientos mil Unidades de Fomento (U.F. 7.500.000) divididas en: (*)
	- Serie E-1: 1.500 títulos de 1.000 U.F. cada uno.
	- Serie E-2: 600 títulos de 10.000 U.F. cada uno.
	- Serie F : 200 títulos de 10.000 U.F. cada uno
Reajuste	: La variación de la Unidad de Fomento.
Plazo de amortización	: Series E-1 y E-2: 1 de agosto de 2006 Series F: 1 de agosto de 2022
Rescate anticipado	: Sólo en el caso de los bonos serie F, a contar del 1 de febrero de 2012.
Tasa de interés nominal	: 6,2% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 3,0534%.
Plazo de colocación	: 36 meses a partir de la fecha de inscripción en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.
Garantía	: No tiene garantía específica alguna, salvo la general de todos los bienes del emisor.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, vencidos los días 1 de agosto y 1 de febrero de cada año, a partir del 1 de agosto de 2001. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 3.304.726 (M\$ 3.309.694 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS, CONTINUACIÓN

Quinta Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos al portador desmaterializados en moneda nacional, denominados en Unidades de Fomento.
Monto de la emisión	: Ocho millones Unidades de Fomento (U.F.8.000.000) divididas en : <ul style="list-style-type: none"> - Serie G: 4.000 títulos de U.F.1.000 cada uno. - Serie H: 4.000 títulos de U.F.1.000 cada uno.
Reajuste	: La variación de la Unidad de Fomento.
Plazo de amortización	: Serie G: 15 de octubre de 2010. Serie H semestrales y sucesivas a partir del 15 de abril de 2010.
Rescate anticipado	: Sólo en el caso de los bonos serie G, a contar del 16 de octubre de 2004.
Tasa de interés nominal	: Serie G: 4,8% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 2,3719%. Serie H: 6,2% anual vencido, compuesta semestralmente y efectiva, sobre el capital insoluto reajustado por el valor de la Unidad de Fomento. La tasa de interés por aplicar semestralmente será igual a 3,0534%.
Plazo de colocación	: 36 meses a partir de la fecha de inscripción en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.
Garantía	: No tiene garantía específica alguna, salvo la general de todos los bienes del emisor.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, vencidos los días 15 de abril y 15 de octubre de cada año, a partir del 15 de abril de 2004. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 1.565.822, (M\$ 1.568.167 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

(*) Mediante operación swap se cambió la deuda de U.F. a dólares estadounidenses, quedando una posición neta de M\$ 8.089.738 cifra que se presenta en otros pasivos a largo plazo.

- 2) La Sociedad ha efectuado cuatro emisiones y colocación de bonos de oferta pública en el mercado internacional de acuerdo al siguiente detalle:

La clasificación de riesgo de estas emisiones de bonos, a la fecha de estos estados financieros es la siguiente :

Entidad Clasificadora	Categoría
- Standard & Poor's	BBB-
- Moody's Investors Services.	Ba2
- Fitch	BBB-

Primera Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (Yankee Bonds), en el mercado estadounidense.
Monto de la emisión	: Seiscientos cincuenta millones de Dólares (US\$650.000.000) divididos en : <ul style="list-style-type: none"> - Serie 1: US\$ 230.000.000 - Serie 2: US\$ 220.000.000 - Serie 3: US\$ 200.000.000
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización	: Serie 1 vencimiento total el 1 de febrero de 2027 del capital. Serie 2 vencimiento total el 1 de febrero de 2037 (tiene un Put option el 1 de febrero de 2009, fecha en la cual, los tenedores pueden rescatarlos al 100% más intereses acumulados). Serie 3 vencimiento total el 1 de febrero de 2097.
Tasa de interés nominal	: Serie 1 tasa 7,875% anual Serie 2 tasa 7,325% anual Serie 3 tasa 8,125% anual
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 1 de febrero y 1 de agosto de cada año, a partir del 27 de enero de 1997. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 11.723.401 (M\$ 12.801.201 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS, CONTINUACIÓN

Segunda Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (Yankee Bonds), en el mercado estadounidense.
Monto de la emisión	: Cuatrocientos millones de dólares estadounidenses (US\$400.000.000).
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización	: Serie 1 vencimiento total el 15 de julio de 2008 del capital
Tasa de interés nominal	: Serie 1 tasa 7,75% anual.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 15 de enero y 15 de julio de cada año, a partir del 15 de enero de 1999. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 7.919.724 (M\$ 8.647.830 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

Tercera Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (Yankee Bonds), en el mercado estadounidense.
Monto de la emisión	: Cuatrocientos millones de dólares estadounidenses (US\$400.000.000).
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización	: Serie 1 vencimiento total el 1 de abril de 2009 del capital
Tasa de interés nominal	: Serie 1 tasa 8,50% anual.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 1 de octubre y 1 de abril de cada año, a partir del 1 de octubre de 1999. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 4.737.900 (M\$ 5.173.483 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

Cuarta Emisión

Emisor	: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Valores emitidos	: Bonos electrónicos a la orden, denominados en dólares norteamericanos, en el mercado estadounidense y europeo, bajo norma "Rule 144 A" y "Regulation S".
Monto de la emisión	: Seiscientos millones de dólares estadounidenses (US\$600.000.000) divididos en: Serie 01.08.2013: US\$ 400.000.000 Serie 01.08.2015: US\$ 200.000.000
Reajuste	: La variación del dólar americano.
Plazo de amortización	: Serie MMU\$ 400 vencimiento total el 1 de agosto de 2013 Serie MMU\$ 200 vencimiento total el 1 de agosto de 2015
Tasa de interés nominal	: Serie MMU\$ 400 tasa 8,35% anual. Serie MMU\$ 200 tasa 8,625% anual.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, los días 1 de febrero y 1 de agosto de cada año, a partir del 23 de julio de 2003. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 11.763.463 (M\$ 13.444.908 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

Recompra de Bonos Endesa Chile Internacional

Esta sociedad, filial de Endesa Chile en un 100%, efectuó durante el mes de noviembre de 2001 un Tender Offer, para la compra total o parcial en efectivo de la primera emisión de las siguientes series de bonos en dólares (Yankee Bonds).

- Serie 1 : MUS\$ 230.000 a 30 años con vencimiento el año 2027.
- Serie 3 : MUS\$ 200.000 a 100 años con vencimiento el año 2097.

Como resultado de la oferta que expiró el 21 de noviembre de 2001 se compraron bonos de la serie 1 y serie 3 en un valor de MUS\$ 21.324 y MUS\$ 134.828, respectivamente cuyos valores nominales eran de MUS\$ 24.119 y MUS\$ 159.584 para cada serie.

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS, CONTINUACIÓN

Filiales

1) Endesa Chile Internacional

a) Endesa Chile Internacional ha efectuado una emisión de Bonos (Yankee Bonds) con fecha 1 de abril de 1996.

La clasificación de riesgo de esta emisión de bonos, a la fecha de estos estados financieros es la siguiente:

Entidad Clasificadora	Categoría
- Standard & Poor's	BBB-
- Moody's Investors Service	Ba2

- Standard & Poor's	BBB-
- Moody's Investors Service	Ba2

Condición de la Emisión

Primera Emisión

Emisor	: Endesa Chile Internacional
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (150.000 bonos)
Monto de la emisión	: Ciento cincuenta millones de dólares estadounidenses (US\$150.000.000)
Amortización del capital	: Vencimiento total al 1 de abril de 2006
Tasa de interés nominal	: 7,2% anual vencido
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales, vencidos, a partir del 1 de octubre de 1996. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 1.504.980 (M\$ 1.643.342 en 2003).
Garantía	: Garantía de Empresa Nacional de Electricidad S.A.

b) Con fecha 24 de julio de 2000 se efectuó la primera emisión de Eurobonos (European Medium Term Note Programme) en Inglaterra, por un monto de 1.000 millones de Euros.

Condición de la Emisión

Valores emitidos	: 1.000 millones de Euros
Monto de la emisión	: Cuatrocientos millones de Euros (Euros 400.000.000) (*)
Amortización del capital	: Vencimiento total al 24 de julio de 2003
Tasa de interés nominal	: Euribor + 0,80%
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán trimestrales, vencidos, a partir del 24 de octubre de 2000. Los intereses devengados al cierre ejercicio ascienden a M\$ -- (M\$ -- en 2003).
Garantía	: Garantía de Empresa Nacional de Electricidad S.A.

(*) Mediante operación swap se cambió la deuda de Euros a dólares estadounidenses.

Con fecha 24 de julio de 2003 esta emisión ha sido totalmente cancelada.

2) Edegel S.A. ha efectuado trece emisiones de Bonos con fechas 4 de junio de 1999, 15 de febrero de 2000, 14 de junio de 2000, 27 de noviembre de 2000, 22 de agosto de 2001, 06 de junio de 2003, 4 de septiembre de 2003, 29 de octubre de 2003, 12 de diciembre de 2003, 26 de enero de 2004, 27 de febrero de 2004, 18 de junio de 2004 y 26 de julio de 2004.

Condición de la Emisión

Emisor	: Edegel S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en US\$ (120.000 bonos)
Monto de la emisión	: Ciento veinte millones de dólares estadounidenses (US\$120.000.000)
Amortización del capital	: Vencimiento total al 3 de junio 2006, 14 de febrero 2007, 13 de junio 2007 y 21 de noviembre del 2005, respectivamente.
Tasa de interés nominal	: 8,75%, 8,41%, 8,75% y 8,44% anual vencido.

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS, CONTINUACIÓN

- Pago de intereses**
- : Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 831.884 (M\$ 1.018.802 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.
- Emisor**
- Valores emitidos**
- Monto de la emisión**
- Amortización del capital**
- Tasa de interés nominal**
- Pago de intereses**
- : Edegel S.A.
 - : Obligaciones Negociables en Nuevos Soles (20.000 bonos)
 - : Cien millones de Nuevos Soles (NS100.000.000)
 - : Vencimiento total al 06 de junio de 2005.
 - : 6,0% anual vencido.
 - : Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 67.914 (M\$ 70.282 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.
- Emisor**
- Valores emitidos**
- Monto de la emisión**
- Amortización del capital**
- Tasa de interés nominal**
- Pago de intereses**
- : Edegel S.A.
 - : Obligaciones Negociables en Nuevos Soles (10.000 bonos)
 - : Cincuenta millones de Nuevos Soles (NS50.000.000)
 - : Vencimiento total al 04 de septiembre de 2006.
 - : 4,13% anual vencido.
 - : Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 112.835 (M\$ 116.771 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.
- Emisor**
- Valores emitidos**
- Monto de la emisión**
- Amortización del capital**
- Tasa de interés nominal**
- Pago de intereses**
- : Edegel S.A.
 - : Obligaciones Negociables en Nuevos Soles (10.000 bonos)
 - : Cincuenta millones de Nuevos Soles (NS50.000.000)
 - : Vencimiento total al 30 de octubre de 2006.
 - : 4,875% anual vencido.
 - : Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 68.975 (M\$ 72.570 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.
- Emisor**
- Valores emitidos**
- Monto de la emisión**
- Amortización del capital**
- Tasa de interés nominal**
- Pago de intereses**
- : Edegel S.A.
 - : Obligaciones Negociables en Nuevos Soles (10.000 bonos)
 - : Cincuenta millones de Nuevos Soles (NS50.000.000)
 - : Vencimiento total al 12 de diciembre de 2006.
 - : 4,75% anual vencido.
 - : Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 20.162 (M\$ 22.915 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.
- Emisor**
- Valores emitidos**
- Monto de la emisión**
- Amortización del capital**
- Tasa de interés nominal**
- Pago de intereses**
- : Edegel S.A.
 - : Obligaciones Negociables en dólares (10.000 bonos)
 - : Diez millones de dólares (US\$ 10.000.000)
 - : Vencimiento total al 26 de enero de 2009.
 - : 3,75% anual vencido.
 - : Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 89.416 y se presentan en el pasivo circulante.
- Emisor**
- Valores emitidos**
- Monto de la emisión**
- Amortización del capital**
- Tasa de interés nominal**
- Pago de intereses**
- : Edegel S.A.
 - : Obligaciones Negociables en Nuevos Soles (6.000 bonos)
 - : Treinta millones de Nuevos Soles (NS30.000.000)
 - : Vencimiento total al 27 de febrero de 2008.
 - : 5,875% anual vencido.
 - : Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 102.242 y se presentan en el pasivo circulante.
- Emisor**
- Valores emitidos**
- Monto de la emisión**
- Amortización del capital**
- : Edegel S.A.
 - : Obligaciones Negociables en Nuevos Soles (4.000 bonos)
 - : Veinte millones de Nuevos Soles (NS20.000.000)
 - : Vencimiento total al 18 de junio 2008.

19. OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO – EMISIÓN BONOS, CONTINUACIÓN

Tasa de interés nominal	: 8,5% anual vencido.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 10.423 y se presentan en el pasivo circulante.
Emisor	: Edegel S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en dólares (10.000 bonos)
Monto de la emisión	: Diez millones de dólares (US\$ 10.000.000)
Amortización del capital	: Vencimiento total al 26 de julio 2009.
Tasa de interés nominal	: 4,78 % anual vencido.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán semestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 88.492 y se presentan en el pasivo circulante.

- 3) Emgesa S.A. ha efectuado dos emisiones de Bonos con fechas 08 de octubre de 1999 y 09 de julio de 2001 completando la primera emisión y con fecha 26 de Febrero de 2003 la segunda.

Primera Emisión

Emisor	: Emgesa S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en \$ Colombianos
Monto de la emisión	: \$ Colombianos 530.000.000.000
Amortización del capital	: Vencimientos entre el 2004 y 2009 por un monto de 449.554.880 \$ Colombianos.
Tasa de interés nominal	: 15,5% tasa promedio anual
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán trimestrales y anuales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 1.771.428 (M\$ 4.522.072 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

Segunda Emisión

Emisor	: Emgesa S.A.
Valores emitidos	: Obligaciones Negociables en \$ Colombianos
Monto de la emisión	: \$ Colombianos 50.000.000.000
Amortización del capital	: Vencimiento el 26 de julio de 2006
Tasa de interés nominal	: 15,18% tasa promedio anual.
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán anuales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$ 2.261.361 (M\$ 2.469.433 en 2003) y se presentan en el pasivo circulante.

- 4) Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. ha efectuado una emisión de Bonos el 11 de noviembre de 2004, completando la primera emisión.

Primera Emisión

Emisor	: Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.
Valores emitidos	: Bonos ordinarios en \$ Colombianos
Monto de la emisión	: \$ Colombianos 400.000.000.000
Amortización del capital	: Vencimiento entre el 2009 y el 2011, por un monto de 300.000.000.000 pesos colombianos.
Tasa de interés nominal	: IPC + 8,25% efectivo anual
Pago de intereses	: Los pagos de intereses serán trimestrales. Los intereses devengados al cierre del ejercicio ascienden a M\$1.197.295 y se presentan en el pasivo circulante.

El descuento en la colocación de bonos ha sido diferido en el mismo ejercicio de las correspondientes emisiones. Su valor al 31 de diciembre 2004 asciende a M\$ 12.341.942 (M\$ 13.898.289 en 2003) y se presenta en rubro Otros Activos a Largo Plazo.

20. PROVISIONES Y CASTIGOS

El detalle de este rubro es el siguiente:

a. Provisiones de corto plazo

	Saldo al 31 de Diciembre Corto Plazo	
	2004 M\$	2003 M\$
Remuneraciones y otros beneficios a los trabajadores	7.193.171	7.990.280
Provisión contingencias y juicios	2.174.283	4.141.759
Provisión para gastos, costos e inversiones	2.195.083	1.849.478
Beneficios post jubilatorios	169.898	689.777
Indemnización años de servicios	153.226	59.136
Provisión compra de energía y potencia y otros	2.487.185	5.934.253
Provisión gastos crédito sindicado Endesa	114.795	685.987
Otras provisiones	737.731	1.057.725
Total	15.225.372	22.408.395

b. Provisiones de largo plazo

	Saldo al 31 de Diciembre Largo Plazo	
	2004 M\$	2003 M\$
Provisión contingencias y juicios	-	59.555
Pagos Provisionales y otros impuestos (Refis)	7.450.766	7.830.827
Beneficios post jubilatorios	4.120.654	3.427.182
Pensión complementaria filiales extranjeras	21.183.430	21.159.635
Indemnización años de servicios	4.243.666	3.462.992
Otras provisiones	664.994	3.045.975
Total	37.663.510	38.986.166

21. INDEMNIZACIONES AL PERSONAL POR AÑOS DE SERVICIO

Este rubro incluye la provisión de indemnización por años de servicios la cual es calculada de acuerdo con lo expuesto en la Nota 2s respectivamente. El detalle al cierre de cada ejercicio es el siguiente:

Largo Plazo

	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004 M\$	2003 M\$
Saldo inicial (1 de enero)	3.378.809	2.740.411
Aumento de la provisión	1.049.358	764.665
Traspasos al corto plazo	(95.654)	(42.084)
Pagos del ejercicio	(88.847)	-
Total	4.243.666	3.462.992

22. INTERES MINORITARIO

a. El interés minoritario corresponde a la participación patrimonial de los accionistas minoritarios de las siguientes filiales:

Sociedad	Saldo al 31 de Diciembre de 2004			Saldo al 31 de Diciembre de 2003		
	Patrimonio M\$	Porcentaje participación	Total M\$	Patrimonio M\$	Porcentaje participación	Total M\$
Capital de Energía S.A.	433.491.652	49,00%	212.410.909	476.360.496	49,10%	233.893.003
Central Hidroeléctrica Betania S.A.	396.701.579	14,38%	57.036.960	438.238.156	14,38%	63.009.005
Central Cachoeira Dourada S.A.	360.922.632	0,39%	1.422.468	416.599.853	0,39%	1.641.902
Central Costanera S.A.	164.571.235	35,74%	58.809.379	173.721.282	35,74%	62.079.140
Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	52.472.376	50,00%	26.236.188	45.055.766	50,00%	22.527.884
Edegel S.A.	486.331.290	36,44%	177.237.603	557.722.052	36,44%	203.255.109
Emgesa S.A.	738.223.906	51,52%	380.310.072	815.270.848	51,52%	420.002.269
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	78.452.150	5,02%	3.935.317	87.532.641	5,02%	4.390.812
Endesa Argentina S.A.	53.515.263	0,01%	5.352	58.412.739	0,01%	5.841
Generandes Perú S.A.	276.210.577	40,37%	111.503.503	309.802.801	40,37%	125.064.355
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	179.753.696	34,81%	62.572.262	206.365.348	34,81%	71.835.778
Hidroinvest S.A.	2.645.379	30,07%	21.844.465	85.746.919	30,07%	25.784.098
Ingendesa S.A.	2.362.755	2,36%	55.820	2.625.142	2,36%	62.019
Pehuenche S.A.	190.683.185	7,35%	14.015.214	199.166.284	7,35%	14.638.722
Túnel El Melón S.A.	(8.422.193)	0,05%	(4.211)	(6.702.981)	0,05%	(3.352)
Total			1.127.391.301			1.248.186.585

b. El interés minoritario correspondiente a la participación en los resultados de los accionistas minoritarios en las siguientes filiales:

Sociedad	Saldo al 31 de Diciembre de 2004			Saldo al 31 de Diciembre de 2003		
	Resultado del ejercicio M\$	Porcentaje de participación	Total M\$	Resultado del ejercicio M\$	Porcentaje de participación	Total M\$
Capital de Energía S.A.	13.373.141	49,00%	6.552.839	8.829.230	49,10%	4.335.152
Central Hidroeléctrica Betania S.A.	(4.639.241)	14,38%	(667.021)	(1.730.620)	14,38%	(248.825)
Central Cachoeira Dourada S.A.	14.818.479	0,39%	58.403	4.422.415	0,39%	17.430
Central Costanera S.A.	5.476.455	35,74%	1.957.006	28.497.368	35,74%	12.560.326
Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	14.213.098	50,00%	7.106.549	13.507.303	50,00%	6.753.652
Edegel S.A.	17.792.745	36,44%	6.484.352	32.678.917	36,44%	11.909.439
Emgesa S.A.	28.156.505	51,52%	14.505.359	22.776.713	51,52%	11.733.857
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	4.839.958	5,02%	242.782	38.094.663	5,02%	1.910.904
Endesa Argentina S.A.	(452.791)	0,01%	(45)	39.291.822	0,01%	3.929
Generandes Perú S.A.	19.175.749	40,37%	7.741.062	29.270.349	40,37%	11.816.153
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	(3.492.111)	34,81%	(1.215.604)	13.950.752	34,81%	4.856.257
Hidroinvest S.A.	(6.762.318)	30,07%	(2.033.429)	7.282.633	30,07%	2.189.888
Ingendesa S.A.	947.753	2,36%	22.391	1.641.617	2,36%	38.783
Pehuenche S.A.	27.870.640	7,35%	2.048.492	46.943.144	7,35%	3.450.321
Túnel El Melón S.A.	(1.719.213)	0,05%	(860)	(2.322.960)	0,05%	(1.161)
Total			42.802.276			71.326.105

23. CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

a. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2004 y 2003, las cuentas del patrimonio tuvieron los siguientes movimientos:

Rubros	Saldo al 31 de Diciembre de 2004						
	Capital pagado M\$	Sobreprecio en venta acciones M\$	Otras reservas M\$	Utilidades (pérdidas) acumuladas M\$	Superavit (déficit) en período de desarrollo filial M\$	Utilidad (pérdida) del ejercicio M\$	Total patrimonio M\$
Saldo inicial	1.050.193.846	206.008.557	47.496.237	109.151.303	1.688.185	78.130.912	1.492.669.040
Distribución resultado ejercicio anterior	-	-	-	78.130.912	-	(78.130.912)	-
Dividendo definitivo ejercicio anterior	-	-	-	(18.864.036)	-	-	(18.864.036)
Déficit acumulado período de desarrollo	-	-	-	1.688.185	(1.688.185)	-	-
Ajuste VPP filiales nacionales en moneda extranjera	-	-	(7.124.947)	-	-	-	(7.124.947)
Reserva por cobertura de inversión B.T. N°64	-	-	(18.321.636)	-	-	-	(18.321.636)
Revalorización capital propio	26.254.846	5.150.214	1.187.406	4.158.338	-	-	36.750.804
Utilidad (Pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	83.788.756	83.788.756
Saldo final	1.076.448.692	211.158.771	23.237.060	174.264.702		83.788.756	1.568.897.981

Saldos actualizados

b. Distribución de dividendos. De acuerdo con las disposiciones de la Ley 18.046, la sociedad deberá destinar no menos del 30% de la utilidad al pago de dividendos a los accionistas.

En los últimos años la sociedad ha pagado dividendos a sus accionistas, el detalle al 31 de diciembre de 2004 es el siguiente;

Fecha de Pago	Valor Histórico (\$)	Valor Actualizado (\$)	Tipo de Dividendo
Abril 1996	3.46337	4.74787	Definitivo
Julio 1996	3.10000	4.17261	Provisorio
Octubre 1996	5.00000	6.65146	Provisorio
Enero 1997	3.00000	3.92802	Provisorio
Abril 1997	5.95117	7.63818	Definitivo
Julio 1997	2.30000	2.93499	Provisorio
Octubre 1997	4.80000	5.99513	Provisorio
Enero 1998	1.00000	1.23174	Provisorio
Abril 1998	3.64800	4.44170	Definitivo
Mayo 1999	2.06200	2.41377	Definitivo
Abril 2001	0.96000	1.04823	Definitivo
Abril 2002	0.94000	1.01821	Definitivo
Abril 2004	2.30000	2.36000	Definitivo

Saldo al 31 de Diciembre de 2003

Capital pagado M\$	Reserva Revalorización Capital M\$	Sobreprecio en venta acciones M\$	Otras reservas M\$	Utilidades (pérdidas) acumuladas M\$	Superavit (déficit) en período de desarrollo filial M\$	Utilidad (pérdida) del ejercicio M\$	Total patrimonio M\$
1.039.795.887	-	203.968.868	77.203.595	124.859.591	(5.873.565)	(9.319.056)	1.430.635.320
-	-	-	-	(16.788.995)	7.469.939	9.319.056	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	(19.060.389)	-	75.847	-	(18.984.542)
-	-	-	(11.419.005)	-	-	-	(11.419.005)
10.397.959	-	2.039.689	772.036	1.080.707	15.964	-	14.306.355
-	-	-	-	-	-	78.130.912	78.130.912
1.050.193.846	-	206.008.557	47.496.237	109.151.303	1.688.185	78.130.912	1.492.669.040
1.076.448.692	-	211.158.771	48.683.642	111.880.086	1.730.390	80.084.185	1.529.985.766

c. Número de acciones

d. Capital

Serie	Diciembre de 2004			Diciembre de 2004	
	Número de acciones suscritas	Número de acciones pagadas	Número de acciones con derecho a voto	Capital suscrito	Capital pagado
	Unica	8.201.754.580	8.201.754.580	8.201.754.580	1.076.448.692

23. CAMBIOS EN EL PATRIMONIO, CONTINUACIÓN

e. Otras reservas

	al 31 de Diciembre de 2004				al 31 de Diciembre de 2003				
	Saldo	Corrección	Movimiento	Saldo	Saldo	Corrección	Movimiento	Saldo	Saldo
	Inicial	monetaria	del ejercicio	M\$	Inicial	monetaria	del ejercicio	Histórico	Actualizado
Revalorización acumulada del capital	1.667.838	41.696	-	1.709.534	1.651.325	16.513	-	1.667.838	1.709.534
Revalorización ex DFL N° 4	1.143.475	28.587	-	1.172.062	1.132.153	11.322	-	1.143.475	1.172.062
Otras reservas de revalorización	74.410	1.860	-	76.270	73.673	737	-	74.410	76.270
Reserva por rotación técnica del activo fijo (Circs. 550 y 566 SVS).	28.604.964	715.124	-	29.320.088	28.321.747	283.217	-	28.604.964	29.320.087
Mayor valor inversiones en filiales (Circs. 550 y 566 SVS)	24.054.623	601.366	-	24.655.989	23.816.458	238.165	-	24.054.623	24.655.989
Ajuste VPP filiales Boletín Técnico N° 51	(325.933)	(8.149)	-	(334.082)	(322.706)	(3.227)	-	(325.933)	(334.081)
Ajuste VPP filiales nacionales en moneda extranjera	(1.103.009)	(27.575)	(7.124.947)	(8.255.531)	17.779.585	177.795	(19.060.389)	(1.103.009)	(1.130.585)
Ajuste VPP por disminución de capital en filiales extranjeras	(6.071.333)	(151.783)	-	(6.223.116)	(6.011.221)	(60.112)	-	(6.071.333)	(6.223.116)
Reserva Boletín Técnico N° 64 (1)	(548.798)	(13.720)	(18.321.636)	(18.884.154)	10.762.581	107.626	(11.419.005)	(548.798)	(562.518)
Total	47.496.237	1.187.406	(25.446.583)	23.237.060	77.203.595	772.036	(30.479.394)	47.496.237	48.683.642

(1) Detalle ajuste acumulado Boletín Técnico N° 64

	al 31 de Diciembre de 2004				al 31 de Diciembre de 2003				
	Saldo	Corrección	Movimiento	Saldo	Saldo	Corrección	Movimiento	Saldo	Saldo
	01/01/04	monetaria	del ejercicio	31/12/04	01/01/03	monetaria	del ejercicio	31/12/03	(histórico)
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Endesa Argentina	4.255.822	106.396	(4.355.347)	6.871	7.566.681	75.667	(3.386.526)	4.255.822	4.362.218
Endesa Chile Internacional	1.644.508	41.113	-	1.685.621	1.628.226	16.282	-	1.644.508	1.685.621
Distrilec Inversora S.A.	158.652	3.966	(132.781)	29.837	525.526	5.255	(372.129)	158.652	162.618
Cesa S.A.	-	-	(14.244)	(14.244)	-	-	-	-	-
C.H. Betania S.A. (Endesa Colombia S.A. año 2003)	113.150	2.829	-	115.979	1.052.188	10.522	(949.560)	113.150	115.979
Ingendesa Do Brasil Ltda.	(16.272)	(408)	(102.458)	(119.138)	(10.040)	(100)	(6.132)	(16.272)	(16.680)
Cono Sur S.A.	(6.571.292)	(164.282)	(13.340.275)	(20.075.849)	-	-	(6.571.292)	(6.571.292)	(6.735.574)
Central Costanera S.A.	(133.366)	(3.334)	(376.531)	(513.231)	-	-	(133.366)	(133.366)	(136.700)
Total	(548.798)	(13.720)	(18.321.636)	(18.884.154)	10.762.581	107.626	(11.419.005)	(548.798)	(562.518)

24. OTROS INGRESOS Y EGRESOS FUERA DE LA EXPLOTACION

a. Otros ingresos fuera de la explotación:

El detalle de los otros ingresos fuera de explotación de cada ejercicio, es el siguiente:

	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004 M\$	2003 M\$
Ajuste por conversión Boletín Técnico N° 64	5.644.129	11.637.433
Ajuste inversiones empresas relacionadas	204.502	7.262.191
Utilidad en venta de activos fijos	6.820.138	1.701.758
Utilidad en venta de otros activos	25.640	5.107
Recuperación de costos y cartera de clientes	1.174.963	-
Reliquidación de energía y potencia años anteriores (1)	12.047.772	2.475.358
Recuperación utilidades absorvidas año 2003	280.253	404.065
Dividendos Empresa Eléctrica de Bogotá	1.426.289	2.369.127
Indemnizaciones y comisiones recibidas	9.701	2.341.666
Servicios de proyectos, inspecciones y otros	259.820	978.963
Utilidad por liquidación contratos derivados	6.915.462	-
Reverso provisión contingencias y otras provisiones	13.160.041	11.944.335
Utilidad venta inversiones	-	1.494.462
Garantía sponsor bonos Infraestructura 2000	-	702.570
Otros	3.273.132	2.370.602
Total	51.241.842	45.687.637

24. OTROS INGRESOS Y EGRESOS FUERA DE LA EXPLOTACION, CONTINUACIÓN

b. Otros egresos fuera de la explotación:

El detalle de los otros egresos fuera de explotación de cada ejercicio, es el siguiente:

	Saldo al 31 de Diciembre	
	2004	2003
	M\$	M\$
Ajuste por conversión Boletín Técnico N°64	31.677.041	10.483.358
Ajuste inversiones empresas relacionadas	1.462.440	4.324.538
Pérdida en venta de activo fijo	515.282	7.867.776
Costo venta de materiales y activo fijo	211.277	427.783
Remuneración del directorio	219.353	247.990
Provisión contingencias y litigios	7.440.641	6.631.531
Reliquidación energía y potencia años anteriores (1)	25.696.096	2.743.676
Beneficio personal retirado y otras indemnizaciones	2.479.548	1.881.748
Multas impositivas y otros impuestos	3.190.352	6.166.524
Provisión obsolescencia de materiales y activo fijo	108.032	9.049.181
Impuesto al patrimonio - Colombia	2.554.545	-
Pérdida en venta de otros activos	-	414.581
Pérdida por instrumentos financieros	-	1.171.257
Provisión castigo obras en curso	-	2.041.643
Recuperación de ingresos	-	1.549.232
Otros	3.731.330	6.562.859
Total	79.285.937	61.563.677

(1) El monto registrado en el año 2004 corresponde al resultado de las reliquidaciones de los balances de Potencia Firme correspondiente al período abril 2000 – marzo 2004 (ver nota 35). El monto registrado en el año 2003, corresponde a reliquidaciones provisorias de Energía y Potencia por operaciones realizadas en años anteriores.

25. CORRECCION MONETARIA

La aplicación del mecanismo de corrección monetaria al 31 de diciembre 2004 y 2003, descrito en Nota 2e, originó los efectos que se resumen a continuación:

	Indice de reajustabilidad	Saldo al 31 de Diciembre	
		2004	2003
		M\$	M\$
Activo			
Activo circulante	I.P.C.	3.313.025	6.052.775
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas filiales	I.P.C.	3.039.752	1.806.586
Activo fijo	I.P.C.	43.472.277	20.021.416
Inversión en empresas relacionadas Coligadas	I.P.C.	4.137.597	1.808.719
Mayor y menor valor de Inversiones	I.P.C.	(1.399.301)	(969.674)
Otros activos	I.P.C. - U.F.	51.394.105	24.369.670
Cuenta de gasto y costos	I.P.C.	6.728.255	(14.982)
Total (cargos) abonos		110.685.710	53.074.510
Pasivo			
Capital propio financiero	I.P.C.	(36.750.804)	(14.664.014)
Pasivos circulantes y largo plazo	I.P.C. - U.F.	(57.724.943)	(35.298.343)
Interés minoritario	I.P.C.	(3.996.316)	(2.217.630)
Cuentas por pagar a empresas relacionadas filiales	I.P.C. - U.F.	(218.476)	(317.374)
Cuenta de ingreso	I.P.C.	(9.783.829)	12.154
Total (cargos) abonos		(108.474.368)	(52.485.207)
Utilidad por corrección monetaria		2.211.342	589.303

26. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de las diferencias de cambio por rubro de balance al 31 de diciembre de 2004 y 2003 es el siguiente:

		Activos (cargos) / abonos		Pasivos (cargos) / abonos		Saldo al 31 de Diciembre	
Activos circulantes	Moneda	Saldo al 31 de Diciembre		Pasivos circulantes	Moneda	Saldo al 31 de Diciembre	
		2004 M\$	2003 M\$			2004 M\$	2003 M\$
Disponible	US\$	(100.997)	3.201.769	Obligaciones con bcos e inst. financ. c/plazo	US\$	(444.593)	6.685.624
	Otras	708	7.396				
Depósitos a plazo	US\$	(2.166.229)	(9.479.865)	Obligaciones con bcos e inst. financ. L/plazo	US\$	2.222.240	7.419.317
	Otras	3.637	(7.095)	-porción c/plazo	Yen	14.655	57.473
Ctas. por cobrar empresas rel.	US\$	(12.998.243)	-		Euro	1.206	89.379
					Up	-	171.411
Documentos cobrar (neto)	US\$	(9.088)	(7.143)		Libras	(100.925)	-
	Otras	(68.628)	(20.035)				
Deudores varios (neto)	US\$	2.817	(148.916)	Obligaciones con el público - porción c.p.	US\$	213.448	13.663.067
	UC	9.326	(121.589)	Obligaciones largo plazo con vencimiento			
	Otras	(380.587)	-	- dentro de un año	US\$	518.049	2.304.677
Gastos pagados por anticipado	US\$	6.594	(64.208)				
Otros activos circulantes	US\$	(527.486)	(22.757.418)	Dividendos por pagar	US\$	49	46
	Otras	(134.416)	(122.198)	Provisiones	US\$	182.164	-
				Cuentas por pagar	US\$	(72.826)	53.497
				Acreedores varios	Otras	725	172
				Otros pasivos circulantes	US\$	(1)	(144.405)
					US\$	52.423	1.499.050
					Otras	-	(999)
Activos largo plazo							
Deudores a largo plazo	US\$	849.714	-	Obligaciones con bancos e inst. financieras	US\$	20.119.226	92.492.373
	UC	7.077	(228.007)		Yen	3.748	40.257
Ctas por cobrar empresas rel.	US\$	-	(29.716.443)		Euro	450	1.033
Otros activos a largo plazo	US\$	(48.069.815)	(183.246.760)		Libras	905.122	-
Forwards	US\$	1.126.794	-	Obligaciones con el público (bonos)	US\$	59.217.266	130.735.018
				Documentos por pagar	US\$	1.554.147	6.121.987
				Acreedores varios	US\$	1.679.507	(177.377)
				Otros pasivos a largo plazo	US\$	(2.988.698)	10.013.912
				Documentos por pagar emp relacionadas	US\$	-	2.000.980
				Forwards	US\$	-	(21.150.511)
Total (cargos) abonos		(62.448.822)	(242.710.512)	Total (cargos) abonos		83.079.130	251.890.375
				Utilidad (pérdida) por diferencia de cambio		20.630.308	9.179.863

27. GASTOS DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE TÍTULOS ACCIONARIOS Y DE TÍTULOS DE DEUDA

El detalle de los gastos de emisión y colocación de títulos de deuda que se incurrieron durante cada ejercicio en la colocación de bonos es el siguiente:

	Saldos al 31 de Diciembre	
	2004 M\$	2003 M\$
Impuesto Timbre y Estampillas	-	2.231.224
Comisiones	-	2.660.768
Asesorías	381.109	874.661
Otros gastos	93.708	56.775
Total	474.817	5.823.428

Dichos gastos se encuentran registrados en el rubro otros, de otros activos los que serán amortizados en igual período de duración de los bonos.

28. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

El detalle de los otros desembolsos por financiamiento al 31 de diciembre de 2004 y 2003 son los siguientes:

	2004 M\$	2003 M\$
- Liquidación de forwards	4.172.458	26.728.083
- Gastos por colocación deuda Jumbo 2 y 3	1.938.551	16.544.598
- Santander Leasing	2.008.445	3.624.059
- Siemens A.G. Alemania	-	4.668.952
- Pago crédito colateral JPM	-	2.399.913
- Otros	31.400	2.989.265
Total otros desembolsos por financiamiento	8.150.854	56.954.870

El detalle de las otras fuentes de financiamiento al 31 de diciembre de 2004 y 2003 son los siguientes:

	2004 M\$	2003 M\$
- Liquidación de swap	5.653.081	-
- Liquidación de forwards	4.386.569	6.485.772
- Otros	97.763	-
Total otras fuentes de financiamiento	10.137.413	6.485.772

El detalle de los otros ingresos de inversión al 31 de diciembre de 2004 y 2003 son los siguientes:

	2004 M\$	2003 M\$
- Pago de OHL por venta de Infraestructura 2000	38.552.256	-
- Recuperación préstamos otorgados a ex filiales	1.760.516	49.096.825
- Otros	261.588	1.936.220
Total otros ingresos de inversión	40.574.360	51.033.045

29. CONTRATOS DERIVADOS

Al 31 de diciembre de 2004, la sociedad y sus filiales, mantienen contratos de derivados con instituciones financieras, con el objeto de cubrir el riesgo de tasa de cambio y de tipo de interés de acuerdo al siguiente detalle:

Tipo de derivado	Tipo de contrato	Valor del contrato US\$	Plazo de Vencimiento	Descripción de los contratos			Partida o transacción	Valor de la partida protegida	Cuentas contables que afecta		
				Item específico	compra y venta	Nombre			Activo/pasivo	Monto	Efecto en resultado
FR	CCPE	78.000.000	I Trimestre 05	Tipo de cambio	C	Obligaciones con el público	43.477.200	43.477.200	Otros pasivos circulantes	(152.911)	- 222.775
OE	CCTE	123.000.000	I Trimestre 06	Tasa de interes	C/V	Obligaciones con bancos	68.560.200	68.560.200	Otros pas.circ./otros Pas.L/P	(312.040)	957.269 83.857
OE	CCTE	150.000.000	II Trimestre 06	Tasa de interes	C/V	Obligaciones con bancos	83.610.000	83.610.000	Otros pas.circ./otros Pas.L/P	(491.061)	1.018.051 289.188
S (1)	CI	50.000.000	III Trimestre 06	Tipo de cambio	V		-	-	Otros Pasivo L/P	(1.191.862)	- 3.756.841
S (1)	CI	50.000.000	III Trimestre 06	Tipo de cambio	V		-	-	Otros pasivos circulantes	-	566.672 373.124

(1) Corresponde a un mismo contrato

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES

El detalle de las garantías otorgadas por Endesa y sus filiales al 31 de diciembre de 2004 es el siguiente:

a Garantías Directas:

Acreedor de la Garantía	Deudor	Activos Comprometidos			
		Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo
Bancos Acreedores	Pangue S.A.			Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos
Director Aduana de Chile	Pangue S.A.			Letra de Cambio	
Mitsubishi Corp.	San Isidro S.A.	Acreedor		Prenda Industrial	Instalaciones
Banco Estado	Tunel el Melón			Prenda sobre 45% Ing.Explot.	
Soc. de Energía de la República Argentina	Endesa Argentina, Central Costanera			Prenda	Acciones
Mitsubishi	Central Costanera			Prenda	Ciclo combinado
J.P. Morgan e Ing Barings	Central Costanera			Prenda	Ciclo combinado
Banco Santander Central Hispano	Conosur (Cien)			Prenda	Acciones
Varios Acreedores	Endesa Matriz	Acreedor		Boletas	
Crédito sindicado Citibank N.A.	Pehuenche S.A., Pangue, Celta			Fianza	

b Garantías Indirectas:

Acreedor de la Garantía	Deudor	Activos Comprometidos			Moneda
		Nombre	Relación	Tipo de Garantía	
J.P. Morgan & Co. Y C.S.F.B.	Endesa Chile Internacional	Filial	Aval	M\$	83.610.000
Mitsubishi Co.	Cía. Eléctrica San Isidro S.A.	Filial	Aval	M\$	25.394.018
Banco Español de Crédito	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Filial	Aval	M\$	16.082.048
ABN Bank	Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Filial	Aval	M\$	-
Banco Santander Central Hispano	Cía. Eléctrica Conosur S.A.	Filial	Fianza	M\$	73.848.366

Activos Comprometidos

Moneda	Valor Contable	Moneda	Saldo pendiente al 31 de Diciembre de			Liberación de garantías			
			2004	2003	2005	Activos	2006	Activos	2007
M\$	88.395.344	M\$	13.763.815	14.709.718	3.228.325	-	2.222.587	-	2.222.587
M\$	50.166	M\$	50.166	54.778	-	-	-	-	-
M\$	84.094.299	M\$	25.394.018	34.654.484	-	-	-	-	-
M\$	1.481.546	M\$	4.407.491	5.873.124	-	-	-	-	-
M\$	85.461.842	M\$	9.725.655	11.978.742	-	-	-	-	-
M\$	20.605.136	M\$	20.605.136	12.939.793	-	-	-	-	-
M\$	28.984.800	M\$	15.424.717	47.599.342	-	-	-	-	-
M\$	52.829.062	M\$	73.848.366	92.284.033	-	-	-	-	-
M\$	-	M\$	214.539	1.342.066	-	-	-	-	-
M\$	-	M\$	-	172.855.180	-	-	-	-	-

**Saldo pendiente
al 31 de Diciembre de**

Moneda	2004	2003	2004	Activos	Liberación de garantías			
					2005	Activos	2006	2008
M\$	83.610.000	92.940.092	-	-	-	-	83.610.000	-
M\$	25.394.018	4.654.483	-	-	-	-	-	25.394.018
M\$	16.082.048	22.573.634	-	-	-	-	-	16.082.048
M\$	-	1.802.879	-	-	-	-	-	-
M\$	73.848.366	92.284.033	-	-	-	-	-	73.843.366

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

- c Juicios y otras acciones legales en que se encuentre involucrada la empresa y sus filiales:

Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Existen juicios pendientes en contra de la Sociedad a los que ésta ha interpuesto la defensa correspondiente, entre los más relevantes se encuentran los siguientes:

- HQI TRANSELEC CHILE S.A. CON ENDESA.

Reseña del juicio: Transelec demanda en juicio arbitral por cobro de peajes adicionales por el uso que Endesa hace de su sistema de transmisión para proporcionar electricidad a sus clientes: Codelco Salvador, desde el 1º de Octubre del año 2001, y CMP (Cía. Minera del Pacífico), Emelat y Eso La Silla, desde el 1º de Enero del año 2002. Por su parte, Endesa sostiene que no corresponde el pago de dicho peaje, por cuanto los tramos del sistema de transmisión que utiliza para proporcionar ese suministro se encuentran dentro del área de influencia de las Centrales de Endesa y conforme lo dispone el Contrato de Peaje Básico suscrito con Transelec, Endesa tiene el derecho de transitar electricidad para esos clientes, sin pago de peaje adicional. Se basa, además, en que el Contrato Peaje Adicional para dichos clientes terminó junto con la vigencia de los primitivos contratos de suministro, por lo que corresponde convenir con Transelec un nuevo contrato de peaje adicional, y mientras no se suscriba debe regir lo establecido en la ley que dispone que en tramos comprendidos dentro del área de influencia de Centrales de Endesa, no corresponde pago de peaje adicional y tampoco pago de peaje básico, respecto a tramos a contraflujo.

Cuantía: \$ 3.617.831.425

Estado Procesal: Continúa pendiente de resolución por la Corte Suprema el recurso de casación en el fondo interpuesto por HQI Transelec en contra del fallo de la Corte de Apelaciones de Santiago que rechazó los recursos de queja y casación por ella interpuestos.

- ERRÁZURIZ FRANCISCO JAVIER Y OTROS CON EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD Y OTROS.

Demandada de indemnización de perjuicios ante el 24 Juzgado Civil de Santiago ROL 3622-2003.

Partes: Demandantes: Francisco Javier Errázuriz Talavera
Francisco Javier Errázuriz Ovalle
Matías Errázuriz Ovalle

Demandados: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Francisco Fernández Montero
Luis Felipe Acuña Rivas
Rene Agustín Lara Montoya
Inversiones Cirrus

Reseña del juicio: La demanda se funda en el hecho de que los demandados habrían deducido en contra de los demandantes acciones criminales basados en hechos ocurridos en el predio de propiedad de estos últimos denominado "La Esperanza de Marchigue" con fecha 21 de agosto de 1998, por el delito de secuestro, querellas que fueron objeto de sobreseimiento definitivo por parte del tribunal que conoció de ellas. Los demandantes estiman que la interposición de estas acciones en su contra les habrían causado daños morales, cuyo resarcimiento demandan.

Cuantía: El total demandado asciende a \$ 1.400.000.000.-

Estado procesal: El tribunal citó a las partes a oír sentencia.

- JUICIO ORDINARIO DE NULIDAD Y OTRAS ACCIONES ENTABLADO POR SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS S.A. EN CONTRA DE ENDESA, CELTA Y FISCO DE CHILE ANTE EL 30º JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO ROL 4061-2002.

Partes: Demandante: Sociedad Punta de Lobos S. A.

Demandada: Endesa, Celta y Fisco de Chile.

Reseña del juicio: La demandante solicita se declare la nulidad absoluta de la cesión y transferencia o de cualquier otro acto jurídico realizados por ENDESA a CELTA, que hayan tenido por objeto los bienes inmuebles que componen la concesión marítima otorgada a ENDESA en el sector de Punta Patache, Primera Región, además de la declaración de caducidad de ésta por parte del tribunal.

Endesa opuso las excepciones y defensas correspondientes. Se decretó la medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre la concesión marítima otorgada a ENDESA y sobre los inmuebles que la componen, la cual se mantiene vigente.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Se citó a las partes a oír sentencia.

- JUICIO ORDINARIO DE CUMPLIMIENTO DE CONTRATO DEDUCIDO POR SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS S.A. EN CONTRA DE ENDESA, CELTA Y TERMINAL MARÍTIMO MINERA PATACHE S.A. 8vo. JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO, ROL 129-2003.

Partes: Demandante: Sociedad Punta de Lobos S.A.

Demandada: Empresa Nacional de Electricidad S.A.
Cía Eléctrica Tarapacá S.A.
Terminal Marítimo Minera Patache S.A.

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Reseña del juicio: La demandante solicitó se ordene a las demandadas el cumplimiento forzoso del llamado "Contrato de Licitación" a que invitó Celta y en el cual intervienen como parte ésta última, Endesa, Terminal Marítimo Patache S.A. y Punta de Lobos S.A., por cuanto éste habría sido incumplido, según alega la actora. En consideración a ello, Punta de Lobos S.A. pide al tribunal deje sin efecto el acto mediante el cual se rechazaron todas las ofertas hechas a Celta con ocasión del proceso de licitación del Puerto Patache; la nulidad del Contrato de Promesa y de Compra Venta, de 30 de noviembre de 2001, celebrado entre Celta y Endesa, como prometientes vendedores y Terminal Marítimo Minera Patache como prometiente comprador; como por último se declare que la voluntad manifestada por las licitantes Endesa y Celta en el Contrato de Promesa y Compraventa de 30 de noviembre de 2001, celebrado con Terminal Marítimo Minera Patache S.A., constituyó una aceptación tácita de la oferta formulada por Punta de Lobos S.A. en el proceso de licitación de Puerto Patache.

Endesa opuso las excepciones y defensas correspondientes. El Tribunal decretó como medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre Puerto Patache.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Sentencia rechazó la demanda. Pendiente conocimiento del recurso de apelación deducido por la contraria ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Se mantiene vigente la medida precautoria de prohibición de celebrar actos o contratos sobre Puerto Patache.

- SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS CON FISCO DE CHILE, ROL 553-2003, 21º JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO.

Partes: Demandante: Sociedad Punta de Lobos S.A.
Demandada: Fisco de Chile
Tercero interesado: Endesa

Reseña del juicio: La demandante solicitó se declare nulo el Decreto Supremo N° 139 del año 2002, emanado del Ministerio de Defensa, Subsecretaría Marina, en razón de haberse emitido contrariando las disposiciones que el ordenamiento jurídico contempla para los efectos de su dictación, decreto según el cual se acogió la ampliación de la Concesión Marítima de Endesa para el embarque de sal por el Puerto Patache, ubicado en la Primera Región.

Endesa se hizo parte del juicio como tercero coadyuvante del Fisco. Endesa opuso las excepciones y defensas correspondientes. Se decretó como medida precautoria la suspensión de cualquier

efecto del Decreto Supremo N° 139 de 2002, de la Subsecretaría Marina del Ministerio de Defensa Nacional, la cual se encuentra actualmente vigente.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Se encuentra vencido el término probatorio, en espera que se cite a las partes a oír sentencia. En cuanto a la medida precautoria de suspensión de cualquier efecto del Decreto Supremo N°139 de 2002, de la Subsecretaría de Marina, se encuentra pendiente de fallo la apelación en contra de la resolución que negó su alzamiento.

- SEPTIMO JUZGADO CIVIL DE SANTIAGO ROL 8895-2003 "ARÁNGUIZ Y OTROS CON EMPRESA ELECTRICA PANGUE S.A. Y OTRA"

Demandantes: Juan Francisco Aránguiz Córdova en conjunto con otras 24 personas.

Demandados: Empresa Eléctrica Pangue S.A. y Endesa

Reseña del juicio: Los demandantes, ex accionistas de Pangue S.A., solicitan se declare la nulidad del contrato celebrado entre esta empresa y ENDESA, de fecha 25 de septiembre de 2000, mediante el cual la primera de ellas constituye servidumbre voluntaria sobre sus derechos de agua a favor de la segunda a los efectos de permitir que el punto de restitución de la Central Ralco, ubicada aguas arriba, ocupe la parte final de la cola del embalse Pangue. Sostienen, además, que como consecuencia de la celebración de este contrato, sus acciones en Pangue S.A. habrían perdido valor, por lo cual demandan la suma de \$2.521.996.400 (US\$4.424.555). Por último demandan que, de no haberse celebrado dicho contrato, Pangue S.A. debió haberles distribuido dividendos por un monto de US\$1.742.211.

Cuantía: \$ 3.604.380.176

Estado procesal: No hubo conciliación entre las partes. Se recibió la causa a prueba el 1 de diciembre de 2004, resolución que no ha sido notificada a las partes.

- Juzgado de Letras de Santa Bárbara Rol "SOLA RUEDI CON ENDESA, MINISTRO DE ECONOMÍA Y SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES"

Demandante: María Elena Teresa Sola Ruedi
Demandado: Endesa, Ministro de Economía y Superintendente de Electricidad y Combustibles.

Reseña del juicio: Se demanda que se cambie el régimen de servidumbre por el de expropiación y además se pague por mayor superficie inundada. En subsidio, solicita se determine nuevamente el monto de la indemnización pagada por la servidumbre.

Cuantía: Indeterminada.

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Estado Procesal: Tuvo lugar comparendo de contestación, alegándose por las demandadas –ENDESA y FISCO- la incompetencia del Tribunal. El tribunal ordenó la suspensión del procedimiento y recibió a prueba el incidente. El FISCO interpuso recursos, concediéndose apelación en lo devolutivo. A la fecha se encuentran pendientes de resolución los incidentes deducidos.

- Juzgado de Letras de Curacautín Rol N° 16007 "SOCIEDAD AGRÍCOLA LOLCO S.A. con FISCO DE CHILE y EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A."

Demandante: Sociedad Agrícola Lolco S.A.
Demandado: Fisco de Chile y Endesa

Reseña del juicio: Reclamación en contra de la tasación efectuada por la Comisión de Hombres Buenos que determinó el monto que Endesa debe pagar a los propietarios de los predios de las servidumbres constituidas con motivo de concesión eléctrica otorgada mediante Decreto Supremo N° 31 de fecha 18 de enero de 2000, para la construcción de la Central Ralco.

Cuantía: \$1.125.692.626

Estado Procesal: Se dictó fallo acogiéndose la demanda sólo en cuanto ordena pagar a la actora, por mayor valor asignado a los bienes y por sobre los valores ya cancelados, la suma total de \$606.989.867 pesos. Endesa interpuso recursos de apelación y de casación en la forma en contra de dicho fallo.

- JUZGADO DE LETRAS DE SANTA BARBARA, Rol 3938 "BUNSTER BARRUETO CON ENDESA".

Demandante: Bunster Barrueto y Otros
Demandado: Endesa

Reseña del juicio: Gestión iniciada por Endesa de consignación del monto determinado por la Comisión de Hombres Buenos por las servidumbres constituidas con motivo de la concesión eléctrica otorgada mediante Decreto Supremo N° 31 de fecha 18 de enero de 2000, para la construcción de la Central Ralco. En el mismo expediente los demandados formularon reclamo en contra de la tasación efectuada por la Comisión.

Cuantía: \$1.751.000.000

Estado Procesal: Se encuentra en período de prueba.

- Reclamaciones Judiciales ante Multas SEC

Corte de Apelaciones de Santiago Rol 5783-04 "ENDESA CON SEC"

Reclamación Resolución N° 1439 de 14.08.2003

Causa: Falla generalizada del SIC ocurrida el día 23.09.2002.

Multa: 1.500 UTA

Estado procesal: En estado de ser conocida por la Corte de Apelaciones.

- Otras contingencias

Existen otros juicios y procedimientos que en conjunto ascienden a M\$ 3.246.622 al 31 de diciembre de 2004 (M\$ 2.562.513 en 2003).

Pehuenche S.A.

- 1 Vigésimo Juzgado Civil de Santiago Rol 5863-2001 "EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A. CON EMPRESA ELÉCTRICA COLBÚN S.A."

Demandante: Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.
Demandada: Empresa Eléctrica Colbún S.A.

Reseña del juicio: Se demanda el cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios, cobrándose los servicios prestados por Pehuenche S.A. a Colbún S.A. durante la última sequía por MU\$ 7.000. Colbún dedujo demanda reconvencional por el pago de MU\$ 2.000 por las pérdidas que le habría provocado no poder operar el embalse bajo la cota 422,30 durante los meses de abril y mayo de 2001, por efecto de la sentencia de término dictada por la Corte de Apelaciones de Talca, en el juicio de obligación de abastecimiento al canal Maule Norte Bajo, la que habría sido dejada sin efecto por la Corte Suprema.

Estado procesal: Se encuentran pendientes para ser conocidos por la Corte de Apelaciones de Santiago los recursos de casación en la forma y apelación deducidos en contra del fallo de primera instancia que rechazó la demanda de Pehuenche y de Colbún.

- 2 Corte de Apelaciones de Santiago Rol 5784-04 "PEHUENCHE CON SEC"

Reclamación Resolución N° 1429 de 14.08.2003

Multa: 1.500 UTA

Causa: Falla generalizada del SIC ocurrida el día 23.09.2002.

Cuantía: US\$ 848.526

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Estado procesal: Se encuentra pendiente la vista de esta reclamación.

3 RECLAMACIONES ADMINISTRATIVAS

3.1 RECURSO DE REPOSICIÓN POR RESOLUCIÓN N°805 DE 2 DE MAYO DE 2000

Causa: Black out de 14 de julio de 1999.

Monto Multa: 400 UTA.

Estado: Pendiente fallo.

Pangue S.A.

1 Vigésimo Noveno Juzgado Civil de Santiago Rol 4663-2003 "ARANGUIZ Y OTROS CON ASESORIAS E INVERSIONES ILIHUE S.A. Y OTROS"

Demandantes: Juan Francisco Aránguiz Córdova conjuntamente con otras 24 personas.

Demandados: Asesorías e Inversiones Ilhue S.A., Bancard S.A., Empresa Eléctrica Pangue S.A., Elesur S.A., Servicios Financieros S.A. y José Cox Donoso.

Reseña del Juicio: Los demandantes, un grupo de accionistas minoritarios, ex trabajadores de Pangue S.A., dedujeron demanda en contra de las demandadas, solicitando se declare la nulidad de una serie de actos y contratos en virtud de los cuales dichos accionistas vendieron sus acciones a Ilhue S.A., Bancard S.A., por afectarles diversos vicios del consentimiento, con indemnización de perjuicios de UF. 75.557,97. Además solicitan se declare que como consecuencia de las nulidades, deben dejarse sin efecto otros actos realizados por Servicios Financieros S.A.; que Elesur S.A. debe restituir a los demandantes las acciones de Pangue S.A. adquiridas el 2 de junio de 2003 y que son inoponibles a los demandantes los actos celebrados en Pangue S.A. con omisión a su citación a Juntas de Accionistas, y, en especial, que es inoponible lo acordado en la Junta de Accionistas celebrada con fecha 10 de abril de 2003.

Cuantía: UF 75.557,97.-

Estado procesal: Los demandantes se desistieron de la demanda respecto de todos los demandados con excepción de ELESUR S.A. y PANGUE S.A. Sin perjuicio, PANGUE S.A., presentó escrito y

manifestó aceptar el desistimiento de la demanda, presentación que está pendiente de resolución.

2 Séptimo Juzgado Civil de Santiago Rol 8895-2003 "ARÁNGUIZ Y OTROS CON EMPRESA ELECTRICA PANGUE S.A. Y OTRA"

Demandantes: Juan Francisco Aránguiz Córdova conjuntamente con otras 24 personas.

Demandados: Empresa Eléctrica Pangue S.A. y Endesa

Reseña del juicio: Los demandantes, ex accionistas de Pangue S.A., solicitan se declare la nulidad del contrato celebrado entre esta empresa y ENDESA, de fecha 25 de septiembre de 2000, mediante el cual la primera de ellas constituye servidumbre voluntaria sobre sus derechos de agua a favor de la segunda a los efectos de permitir que el punto de restitución de la Central Ralco, ubicada aguas arriba, ocupe la parte final de la cola del embalse Pangue. Sostienen, además, que como consecuencia de la celebración de este contrato, sus acciones en Pangue S.A. habrían perdido valor, por lo cual demandan la suma de \$2.521.996.400. Por último demandan que, de no haberse celebrado dicho contrato, Pangue S.A. debió haberles distribuido dividendos por un monto de US\$1.742.211.-

Se opusieron excepciones dilatorias a la demanda, las cuales se encuentran pendientes en su resolución por el tribunal. El Tribunal decretó medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aprovechamiento de aguas inscritos a nombre de Empresa Eléctrica Pangue S.A.

Cuantía: \$3.604.380.176.-

Estado procesal: No hubo conciliación entre las partes. Se recibió la causa a prueba el 1 de diciembre de 2004, resolución que no ha sido notificada a las partes.

Posibilidades de contingencia de pérdida: remota.

3 Segundo Juzgado Civil de Concepción Rol 6693-2003 "I. MUNICIPALIDAD DE HUALQUI CON PANGUE S.A."

Demandante: Municipalidad de Hualqui

Demandada: Empresa Eléctrica Pangue S.A.

Reseña del juicio: Se demanda basado en la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente, persiguiendo la demandante la reparación e indemnización del daño ambiental supuestamente ocasionado por la Operación de la Central Pangue, particularmente por los vertimientos ocurridos en el 2001 y 2002, por una suma de \$1.000.000.000, además de que se obligue a la demandada a adoptar las medidas de protección y mitigación que se indican (construcción de un muro de contención y canalización del estero Hualqui, por un costo de \$920.000.000; y obligación de avisar la apertura de las compuertas).

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Cuantía: \$ 1.920.000.000

Estado procesal: Se dictó fallo, acogiendo la demanda sólo en cuanto se condena a Pangue a construir un enrocado en la ribera Norte del río Bío Bío, de una longitud de 2.200 metros. Se apeló de esta sentencia, deduciéndose además recurso de casación en la forma en su contra. Actualmente se encuentran pendientes en su conocimiento por la Corte de Apelaciones de Concepción.

Posibilidades de contingencia de pérdida: razonablemente posible.

- 4 Décimo Octavo Juzgado Civil de Santiago Rol 3886-99 "PANGUE CON CHILECTRA"

Demandante: Empresa Eléctrica Pangue S.A.

Demandada: Chilectra S.A.

Reseña del juicio: Se solicita en la demanda se declare la nulidad de la obligación de pagar compensaciones a usuarios de precios regulados derivadas del decreto de Racionamiento Eléctrico N° 287 del Ministerio de Economía.

Estado procesal: Se encuentra en estado de dictarse fallo en esta causa.

- 5 Corte de Apelaciones de Santiago Rol 5785-04 "PANGUE CON SEC"

Reclamación Resolución N° 1432 de 14.08.2003

Multa: 1.000 UTA

Causa: Falla generalizada del SIC ocurrida el día 23.09.2002.

Estado procesal: Se encuentra pendiente en su conocimiento por la Corte de Apelaciones de Santiago.

San Isidro S.A.

- 1 Corte de Apelaciones de Santiago Rol 5782-04 "SAN ISIDRO CON SEC"

Reclamación Resolución N° 1428 de 14.08.2003

Multa: 500 UTA

Causa: Falla generalizada del SIC ocurrida el día 23.09.2002.

Estado procesal: Pendiente la vista del recurso por la Corte de Apelaciones de Santiago.

Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A.

1. Octavo Juzgado Civil de Santiago Rol 129-2003 "SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS S.A., CON ENDESA, CELTA Y TERMINAL MARITIMO MINERA PATAACHE S.A."

Demandante:	Sociedad Punta de Lobos S.A.
Demandadas:	Endesa, Celta y Terminal Marítimo Minera Puerto Patache S.A.

Reseña del juicio: La demandante solicitó se ordene a las demandadas el cumplimiento forzoso del llamado "Contrato de Licitación" a que invitó Celta y en el cual intervienen como parte ésta última, Endesa, Terminal Marítimo Patache S.A. y Punta de Lobos S.A., por cuanto éste habría sido incumplido, según alega la actora. En consideración a ello, Punta de Lobos S.A. pidió al tribunal dejé sin efecto el acto mediante el cual se rechazaron todas las ofertas hechas a Celta con ocasión del proceso de licitación del Puerto Patache; la nulidad del Contrato de Promesa y de Compra Venta, de 30 de noviembre de 2001, celebrado entre Celta y Endesa, como prometientes vendedores y Terminal Marítimo Minera Patache como prometiente comprador; como por último se declare que la voluntad manifestada por las licitantes Endesa y Celta en el Contrato de Promesa y Compraventa de 30 de noviembre de 2001, celebrado con Terminal Marítimo Minera Patache S.A., constituyó una aceptación tácita de la oferta formulada por Punta de Lobos S.A. en el proceso de licitación de Puerto Patache. Endesa opuso las excepciones y defensas correspondientes. El Tribunal decretó como medida precautoria la prohibición de celebrar actos o contratos sobre Puerto Patache.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Pendiente conocimiento del recurso de apelación deducido por la contraria por la Corte de Apelaciones de Santiago. Se mantiene vigente la medida precautoria de prohibición de celebrar actos o contratos sobre Puerto Patache.

Posibilidades de contingencia de pérdida: remota.

2. Trigésimo Juzgado Civil de Santiago Rol 4061-2002 "SOCIEDAD PUNTA DE LOBOS S.A. CON ENDESA Y OTROS"

Demandante:	Sociedad Punta de Lobos S.A.
Demandadas:	Endesa, Celta y Fisco de Chile

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Reseña del juicio: La demandante solicita se declare la nulidad absoluta de la cesión y transferencia o de cualquier otro acto jurídico realizado por ENDESA a CELTA, que hayan tenido por objeto los bienes inmuebles que componen la concesión marítima otorgada a ENDESA en el sector de Punta Patache, Primera Región, además de la declaración de caducidad de ésta por parte del Tribunal. Endesa opuso la excepciones y defensas correspondientes. Se decreto la medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre la concesión marítima otorgada a ENDESA y sobre los inmuebles que la componen.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Se citó a las partes a oír sentencia.

Posibilidades de contingencia de pérdida: remota.

3. Duodécimo Juzgado Civil de Santiago Rol 5.237-2002 "EMPRESA ELÉCTRICA DE ARICA Y OTRAS CON EMPRESA ELÉCTRICA DEL NORTE GRANDE S.A. Y OTRAS"

Demandantes:	Empresa Eléctrica de Arica S.A., Empresa Eléctrica de Iquique S.A. y Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.
Demandadas:	Edelnor, Electroandina, Norgener, Aes Gener y Celta.

Reseña del juicio: Se demanda el reembolso de compensaciones pagadas por las empresas distribuidoras demandantes a sus clientes con motivo del black out ocurrido en el SING con fecha 25.07.1999.

Cuantía: \$64.268.903.-

Estado procesal: Se encuentran pendientes diligencias probatorias, en especial oficios.

Possibilidades de contingencia de pérdida: razonablemente posible.

4. JUICIO ANTE ÁRBITRO RAÚL VARELA "CELTa CON BELFI S.A."

Demandante: Celta

Demandada: Empresa Constructora Belfi S.A.

Reseña del juicio: La controversia surge por diferencias relacionadas con la construcción del muelle de Puerto Patache, cuyos hormigones se encuentran contaminados por cloruro.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal: Se realizó comparendo, habiendo quedado fijado el procedimiento. Aún no se ha presentado la demanda.

5. JUICIO ANTE ÁRBITRO VASCO COSTA "CELTa CON FOSTER WEEHLER"

Demandante: Celta

Demandada: Foster Weehler

Reseña del juicio: La controversia surge por diferencias relacionadas con la construcción de la casa de máquinas de la Central Tarapacá, cuyos hormigones están contaminados con cloruro.

Cuantía: Indeterminada.

Estado Procesal actual: Se designó al árbitro Vasco Costa Ramírez, encontrándose pendiente la notificación de su nombramiento.

Hidroeléctrica El Chocón S.A.

a) Administración Federal de Ingresos Públicos – Dirección General Impositiva

El 28 de diciembre de 2000 la AFIP – DGI notificó a la Sociedad la Resolución N° 166/00 que resolvió determinar de oficio la suma de M\$ 328.256 en concepto de impuesto a las ganancias – retención a beneficiarios del exterior - por entender que la Sociedad omitió efectuar las retenciones del impuesto a las ganancias por ciertos pagos efectuados al exterior por gestión para la obtención de un préstamo bancario durante el ejercicio 1994. Asimismo, determinó que la Sociedad debe ingresar la suma de M\$ 745.797 en concepto de intereses resarcitorios calculados al 20 de diciembre de 2000. La Sociedad no efectuó las retenciones mencionadas por considerar que se trata de ganancias de fuente extranjera no sujetas al impuesto para sus beneficiarios. La Sociedad presentó el descargo correspondiente rechazando los ajustes fiscales practicados. Finalmente la AFIP – DGI resolvió aplicarle a la Sociedad una multa de M\$ 229.779 por presunta infracción al artículo 45 de la ley 11.683. El 20 de febrero de 2001, la Sociedad interpuso un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

El 28 de diciembre de 2000 se notificó a la Sociedad la Resolución Nro. 204/00 que resolvió determinar de oficio los débitos y créditos fiscales del impuesto al valor agregado por los períodos diciembre de 1993 a julio de 1995, compensar los importes a ingresar con los importes a favor e intimar al ingreso de la suma de M\$ 148.533 en concepto de intereses resarcitorios calculados al 11 de diciembre de 2000. Asimismo, se resolvió aplicarle a la

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Sociedad una multa de M\$ 195.907 por presunta infracción al artículo 45 de la ley 11.683. La AFIP-DGI considera erróneo el momento en que la Sociedad determinó que se generó el nacimiento del hecho imponible del impuesto por cuanto estima aplicable lo dispuesto en el artículo 18 del decreto reglamentario de la Ley del impuesto al valor agregado. La Sociedad rechazó la pretensión de la AFIP-DGI de aplicar el artículo 18 del decreto reglamentario de la ley del Impuesto al valor agregado a los hechos imponibles perfeccionados con anterioridad a la fecha de publicación de la norma en el Boletín Oficial, se invocó la inconstitucionalidad de la precitada norma y la aplicación del decreto 493/95 que condonó los intereses y multas por obligaciones o infracciones vencidas o cometidas al 31 de julio de 1995. Con fecha 20 de febrero de 2001, la Sociedad interpuso un recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

b) Regalías

El 26 de junio de 2000, la Sociedad fue notificada de una demanda por cobro de intereses por regalías supuestamente abonadas fuera de término, iniciada por la provincia de Neuquén ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación. La demanda incluye un monto inicial de aproximadamente M\$ 294.469.

Adicionalmente, el 27 de septiembre de 2000 la Sociedad fue notificada acerca de una nueva demanda de la provincia de Neuquén contra el Estado Nacional y las generadoras hidroeléctricas del Comahue para obtener el cobro de regalías sobre los fondos acumulados en la Cuenta Salex (ver nota 35). La mencionada demanda no precisa monto ni fecha a partir de la cual se consideran adeudadas las sumas que reclama, pero la acción pretendería cobrar a cada generador el 12% de los fondos que entiende aportados por ellos a la referida cuenta.

c) Dirección Provincial de Rentas de la Pcia. De Buenos Aires

La Sociedad ha recibido el 10 de septiembre de 2001 por parte de la Dirección Provincial de Rentas de la Provincia de Buenos Aires la notificación del inicio de una determinación de oficio por M\$ 324.071 (monto que no incluye intereses ni multas), en concepto de impuesto a los ingresos brutos correspondiente a los períodos fiscales desde febrero de 1995 hasta diciembre 1998. Las diferencias reclamadas se originan en: a) la falta de ingreso del gravamen en la Provincia de Buenos Aires entre febrero de 1995 y junio de 1996 por los contratos celebrados por la Sociedad y b) por la utilización de una alícuota menor a la que según el fisco correspondía aplicar. Con fecha 25 de

octubre de 2001 la Sociedad incorporó una deuda de M\$ 120.192 al régimen de facilidades de pago dispuesto por la Ley 12.727. El 28 de diciembre de 2001 la Dirección Provincial de Rentas notificó a la Sociedad la Resolución N° 655/01 que (i) determinó que la Sociedad tributó en defecto la suma de M\$ 184.045 en concepto de impuesto sobre los ingresos brutos por los períodos fiscales febrero a diciembre de 1995, enero a diciembre de 1996, enero a diciembre de 1997 y enero a diciembre de 1998; y (ii) aplicó a la Sociedad una multa del diez por ciento del monto presuntamente dejado de abonar. Con fecha 22 de enero de 2002, la Sociedad interpuso un recurso de apelación denunciando la falta de cómputo del monto incluido en el régimen de facilidades de pago y las razones por las cuales no corresponde que se aplique la alícuota indicada por la Dirección Provincial de Rentas.

Hidroinvest S.A.

El 27 de diciembre de 2000, la AFIP-DGI notificó a Hidroinvest S.A. la Resolución N° 519/00 que determinó de oficio la suma de M\$ 729.283 en concepto de impuesto a las ganancias por el ejercicio fiscal 1993 que Hidroinvest S.A. presuntamente debió abonar sobre la diferencia entre los valores de adquisición y transferencia de los bonos entregados al Estado Nacional por haber obtenido un beneficio en dicha operación dado que se canceló una deuda por un monto mayor que el costo de adquisición de los títulos y M\$ 1.568.687 en concepto de intereses resarcitorios. Asimismo, la AFIP-DGI le aplicó a Hidroinvest S.A. una multa de M\$ 510.498 por presunta infracción al art. 45 de la Ley N° 11.683. El organismo consideró que Hidroinvest S.A. debió abonar el impuesto sobre la diferencia entre los valores de adquisición y transferencia de los bonos entregados al Estado Nacional por haber obtenido un beneficio en dicha operación, toda vez que se canceló una deuda por un monto mayor que el costo de adquisición de los títulos. La Sociedad apeló la resolución ante el Tribunal Fiscal de la Nación, y éste dictó sentencia el 26 de mayo de 2004 confirmando la resolución respecto del impuesto y sus intereses y revocando la multa impuesta. Las costas fueron impuestas en el primer caso a Hidroinvest S.A. Tanto la sociedad como el Fisco apelaron la sentencia.

Este fallo ha sido apelado ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

Con el fin de evitar el inicio de la ejecución fiscal del presunto crédito determinado por la AFIP-DGI y confirmado por el Tribunal Fiscal de la Nación, el 30 de julio de 2004, la sociedad abonó la suma de M\$ 729.283 en concepto de capital y M\$ 2.552.286 en concepto de intereses, dejando expresa constancia que el pago se efectuaba en desconformidad y a las resultas del recurso de revisión y apelación limitada interpuesto contra la sentencia del Tribunal Fiscal de la Nación.

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

El 15 de octubre de 2004 se regularon los honorarios del apoderado y letrado patrocinante del Fisco Nacional, en las sumas de M\$ 75.833 y M\$ 252.777, respectivamente, por su actuación durante la tramitación del expediente ante el Tribunal Fiscal de la Nación. El 2 de noviembre de 2004 se interpuso recurso de apelación contra las regulaciones por considerarlas altas. Sin perjuicio de ello, cabe destacar que en el recurso de revisión y apelación limitada interpuesto contra la sentencia del Tribunal Fiscal de la Nación, se apeló la imposición de costas a Hidroinvest S.A. con relación al ajuste impositivo, razón por la cual si se hiciera lugar al recurso en este punto, los honorarios regulados no deberán ser abonados por la sociedad. El 30 de noviembre de 2004 se concedieron los recursos de apelación interpuestos por ambas partes contra la regulación de honorarios. Dicha resolución se notificó a las partes, por lo tanto, resta que el expediente sea elevado a la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal para el tratamiento de los recursos de apelación.

Central Costanera S.A.

El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a Medio Credito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US\$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA"). Dicho crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo Nº 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia. De acuerdo con los términos del "Convenio relativo a la orden de trabajo Nº 4322": (i) SEGBA otorgó a Central Costanera S.A. un mandato por el cual ésta administró la ejecución de las prestaciones contenidas en la Orden y ejecutó los trabajos y servicios que conforme a la Orden correspondían a SEGBA; y (ii) Central Costanera S.A. se obligó a pagar a la Secretaría de Energía de la Nación (la "Secretaría de Energía") las cuotas de capital e intereses que derivan del crédito otorgado por Medio Credito Centrale, a una tasa de 1,75 % anual (el "Convenio"). En garantía del cumplimiento de las obligaciones económicas asumidas por Central Costanera S.A., los compradores - tenedores de las acciones clase "A" de Central Costanera S.A.- constituyeron una prenda sobre el total de las acciones clase "A" de su propiedad. De producirse un incumplimiento que dé lugar a la ejecución de la garantía, la Secretaría de Energía podría proceder inmediatamente a la venta de las acciones prendadas mediante concurso público y podría ejercer los derechos políticos que corresponden a las acciones prendadas.

Por aplicación de la Ley Nº 25.561, el decreto Nº 214/02 y sus disposiciones reglamentarias, la obligación de pago a cargo de Central Costanera S.A. emergente del Convenio ha quedado "pesificada" a la relación de cambio de un peso igual a un dólar estadounidense, con más la aplicación del coeficiente de estabilización de referencia ("CER") y manteniendo la tasa de interés original de la obligación. El 10 de enero de 2003, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el decreto Nº 53/03 que modificó el decreto Nº 410/02 incorporando un inciso j) en su artículo primero. Mediante esta norma se exceptúa de la "pesificación" a la obligación de dar sumas de dinero en moneda extranjera de los estados provinciales, municipalidades, empresas del sector público y privado al Gobierno Nacional originada en préstamos subsidiarios o de otra naturaleza y avales, originariamente financiados por organismos multilaterales de crédito, u originados en pasivos asumidos por el Tesoro Nacional y refinanciados con los acreedores externos. Central Costanera S.A. considera que el préstamo resultante del Convenio no encuadra en ninguno de los supuestos previstos en el decreto Nº 53/03 y aún en el supuesto que se entendiera que encuadra existen sólidos fundamentos que determinan la inconstitucionalidad del decreto Nº 53/03, en tanto viola en forma manifiesta el principio de igualdad y el derecho de propiedad establecido en la Constitución Nacional. La contingencia que se produciría de cumplirse el citado supuesto implicaría, al 31 de diciembre de 2004, una disminución del resultado neto del período de aproximadamente US\$ 8 millones y un aumento del endeudamiento de aproximadamente US\$ 20 millones. A la fecha, la Secretaría de Energía no ha efectuado reclamo alguno por los pagos "pesificados" efectuados por Central Costanera S.A. Al 31 de diciembre de 2004, la deuda de Central Costanera S.A. con relación al Convenio, incluyendo los intereses devengados alcanza los US\$ 20.656.020, mientras que al 31 de diciembre de 2003 era de US\$ 22.593.478.

Edegel S.A.

1. Edegel / Sunat

Como resultado de la fiscalización del cumplimiento de obligaciones tributarias relacionadas con el Impuesto a la Renta de los ejercicios gravables 1995 a 1999, el 7 de diciembre de 2001 Edegel fue notificada por SUNAT con resoluciones de determinación y multa por MUS\$ 90.920,17. El principal reparo estuvo referido a la provisión por depreciación de Inmuebles, Maquinaria y Equipo en todos los periodos fiscalizados.

El reparo "Provisiones del Ejercicio, Depreciación de Inmuebles, Maquinaria y Equipo" correspondiente al ejercicio 1999 significaba, en interpretación de Edegel, una vulneración del Convenio de Estabilidad Tributaria celebrado con el Supremo Gobierno, pues SUNAT fundamenta su observación en la Séptima Disposición Transitoria y Final de la Ley Nº 27034, que modifica el régimen general del

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Impuesto a la Renta, que se encontraba estabilizado por mérito de dicho Convenio. Las partes, de común acuerdo, sometieron la discrepancia a la decisión de un Tribunal Arbitral, el mismo que con fecha 22 de abril de 2002 cumplió con expedir el correspondiente laudo, declarando fundada la demanda interpuesta por Edegel e inaplicable a ella la Séptima Disposición Transitoria y Final de la Ley N° 27034.

Con anterioridad a la expedición del laudo arbitral, el 19 de marzo de 2002 la Administración declaró, mediante Resolución de Intendencia N° 015-4-14948, fundada en parte la reclamación interpuesta por Edegel contra las resoluciones de determinación y multa, manteniendo las objeciones más significativas, resolución que fue apelada por Edegel el 10 de abril del mismo año ante el Tribunal Fiscal. El 20 de noviembre del 2002 el Tribunal Fiscal expidió la Resolución N° 06619-4-2002, en virtud de la cual señala que el laudo arbitral debe respetarse y, en tal sentido, la Séptima Disposición Transitoria y Final de la Ley N° 27034 no es aplicable a Edegel mientras esté vigente su convenio de estabilidad tributaria. Sin embargo, el Tribunal Fiscal declara también que la Resolución de Intendencia N° 015-4-14948 es nula por no haber suspendido el proceso administrativo en primera instancia mientras se resolvía el arbitraje, por lo que ordena devolver el expediente a la Sunat para que resuelva teniendo en cuenta el laudo arbitral y emita pronunciamiento teniendo en consideración los métodos de interpretación que resulten pertinentes y, de ser el caso, califique los hechos imponibles de acuerdo con la Norma VIII del Título Preliminar del Texto Único Ordenado del Código Tributario.

El día 10 de julio de 2003 Edegel fue notificada con la Resolución de Intendencia N° 0150150000032, en virtud de la cual la Administración Tributaria concluye que los beneficios tributarios regulados por la Ley N° 26283 y por su Reglamento, no resultan aplicables a la empresa al no haberse producido respecto de ésta una escisión real en el año 1996. Del mismo modo, se ha cuestionado la validez de la tasación que sustentó el valor de mercado atribuido como costo computable de los bienes adquiridos en el proceso de escisión, por no haberse aplicado la metodología establecida en el Reglamento General de Tasaciones.

El 1 de agosto de 2004, Edegel interpuso recurso de apelación contra la mencionada Resolución de Intendencia N° 0150150000032 acompañando una serie de medios probatorios que incluían una tasación preparada a su solicitud por el Cuerpo Técnico de Tasaciones del Perú, donde se establece que al 28 de noviembre de 1995, los valores de los bienes de activo fijo transferidos con motivo de la reorganización de la empresa alcanzaban un monto total de US\$ 868'381,396.00, que –en términos de ingeniería de tasación– es virtualmente coincidente con los montos consignados en la pericia

que sirvió de sustento a la revaluación que se efectuó con motivo del acogimiento al régimen de la Ley N° 26283.

De otro lado, con fecha 14 de noviembre del 2003, Edegel presentó un escrito desistiéndose parcialmente de la apelación presentada contra la Resolución de Intendencia N° 0150150000032, por medio del cual acepta la procedencia de una serie de observaciones formuladas por SUNAT (pagando el tributo omitido y sus correspondientes intereses) y mantiene la impugnación respecto de los tres reparos más significativos, como son: (i) el repara por exceso de depreciación como consecuencia de desconocer el acogimiento a la Ley 26283 debido a la aplicación de la Norma VIII del Título Preliminar del Código Tributario y a una supuesta invalidez de la tasación; (ii) el repara por diferencia en cambio por pasivos en moneda extranjera correspondientes a activos fijos de los ejercicios 1998 y 1999 y (iii) el repara por amortización de intangibles y provisiones por cuentas de cobranza dudosa.

El día 10 de setiembre de 2004 mediante Resolución N° 06686-4-2004 el Tribunal Fiscal resolvió aceptar el desistimiento parcial de la apelación presentado por EDEGEL el 14 de noviembre del 2003 con la finalidad de acogerse al SEAP. Asimismo, el Tribunal Fiscal ha determinado que carece de validez la aplicación de la Norma VIII del Código Tributario, por la cual la Administración Tributaria concluyó que la escisión de Talleres Moyopampa no fue real y desconoció la transferencia de activos realizada en el marco de ésta. Con respecto a la revaluación de activos con fines tributarios efectuada por la empresa, la Administración Tributaria deberá determinar el costo computable de los activos y de considerar que este monto excede el valor de mercado, se efectuará el ajuste correspondiente. De otro lado, se revocó el repara por diferencia en cambio por pasivos en moneda extranjera correspondientes a activos fijos de los ejercicios 1998 y 1999 y se confirmó el repara por amortización de intangibles y provisiones por cuentas de cobranza dudosa.

2. Acotación por Impuesto General a las Ventas por el periodo 2000

Con fecha 27 de diciembre de 2004 Edegel fue notificada con Resoluciones de Determinación y Multa ascendentes a aproximadamente MUS\$ 8.226,69 (incluidos tanto el tributo como los intereses y multas). El principal concepto reparado es el desconocimiento, por parte de Sunat, de la realidad económica de una transacción realizada en el año 2000 entre Edegel y su controlador Generandes.

Edegel y Generandes celebraron un Contrato de Asistencia Técnica para el Desarrollo y Administración de Proyectos en virtud del cual Generandes, directa o indirectamente, prestaría a Edegel servicios de ingeniería, desarrollo, consultoría, asistencia técnica y de supervisión de construcción para el desarrollo y construcción de los proyectos de generación de energía hidroeléctrica Yanango y Chimay.

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Generandes subcontrató a sus accionistas Entergy Perú y Conosur para que prestaran por cuenta suya los servicios a los que se había comprometido, mediante la celebración de contratos con ambas empresas, trasladándoles la integridad de las obligaciones asumidas, a cambio de un honorario.

Sunat cuestiona la realidad de la prestación del servicio, basándose en los siguientes argumentos:

1. Considera que Generandes, así como Conosur y Entergy Perú (empresas subcontratadas por Generandes) son empresas holding que no tenían la capacidad de brindar tal servicio.
2. Considera que, al no existir documentación que acredite que Conosur y Entergy Perú hayan subcontratado a sus accionistas (Endesa de Chile y Entergy Co. de los estados Unidos, respectivamente) para prestar el servicio a Edegel, no cabe aceptar como prueba la documentación presentada por Edegel que hubiera sido elaborada por personal de Endesa Chile y Entergy Co.
3. Considera que el desarrollo y administración de los proyectos Yanango y Chimay fueron realizados por la propia Edegel, a través de su gerencia de proyectos y no por un tercero.

Por lo anterior SUNAT concluye que no procede ejercer el derecho al crédito fiscal del IGV generado por las facturas emitidas por Generandes por cuanto se ha determinado que los servicios no fueron prestados por Generandes.

Los asesores legales externos de la compañía consideran que la evaluación efectuada por Sunat de la documentación sustentatoria presentada por la empresa es subjetiva e insuficiente para calificar a la operación como inexistente, ya que SUNAT concluye que el servicio sí existió pero que fue prestado por funcionarios y directores de la propia Edegel. SUNAT no ha tenido en cuenta que dichos funcionarios no recibieron ningún sueldo de Edegel (pues no eran empleados y por lo tanto no estaban en sus planillas) ni tampoco algún honorario por dichos servicios. Tampoco ha tenido en cuenta que es obvio que las funciones de director no incluyen las de estar a cargo de gerenciar proyectos ni de efectuar la ingeniería de los mismos. SUNAT pretende haber acreditado que la empresa recibió un servicio gratuito de estos funcionarios y de otro personal de Endesa Chile y Entergy Co. y que a su vez realizó un pago a Generandes por un servicio inexistente. Asimismo, si bien reconoce que los proyectos fueron llevados a cabo (aunque según SUNAT bajo la supervisión y asesoría gratuita de estos funcionarios) concluye que no habría causalidad entre el pago a Generandes y la generación de rentas de Edegel, ya que dichos pagos no tendrían ninguna relación con el servicio recibido por su

propio personal (empleados y directores) que trabajó sin cobrar remuneración u honorario alguno.

La empresa apelará las resoluciones de determinación y multa en el extremo referido a este reparo, refutando los argumentos de la Administración para considerar insuficiente las pruebas originalmente presentadas y presentando pruebas adicionales relacionadas con el servicio recibido. En opinión de los asesores legales externos de la compañía, el Tribunal debería descartar las observaciones efectuadas por SUNAT a las pruebas aportadas por la empresa y volver a evaluarlas para comprobar que sí sustentan la prestación del servicio.

3. Talleres Moyopampa / Sunat

El 16 de julio de 1997, Talleres Moyopampa S.A. (antes Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.) fue notificada con la Resolución de Determinación N° 012-3-05475 y la Resolución de Multa N° 012-2-11085.

Mediante la mencionada Resolución de Determinación, SUNAT exige el pago de MUS\$ 351,00 más los intereses correspondientes ascendentes a MUS\$ 270,47, por concepto de pago de regularización del Impuesto a la Renta del ejercicio gravable 1994, por considerar indebidamente que no se efectuaron pagos a cuenta de dicho impuesto en los meses de mayo y junio de 1994.

Por su parte, la Resolución de Multa sanciona a la empresa con la suma de MUS\$ 351,00, más MUS\$270,47 por concepto de intereses, supuestamente por haber cometido la infracción tipificada en el numeral 1 del artículo 178º del Código Tributario en la declaración jurada anual del Impuesto a la Renta correspondiente al año 1994.

El 15 de agosto de 1997 Talleres Moyopampa S.A. interpuso un recurso de reclamación contra las referidas resoluciones, sosteniendo que el Convenio suscrito con el Ministerio de Economía y Finanzas dentro del proceso de privatización de ELECTROLIMA establecía que esta última empresa era la única responsable de los tributos que pudiera determinar la Administración Tributaria. Además, se argumentó que en el primer semestre del ejercicio 1994, período al que corresponden las acotaciones formuladas, fue ELECTROLIMA la empresa encargada de la administración de la antigua Edegel S.A.A.

La reclamación iniciada por Talleres Moyopampa S.A. fue declarada improcedente mediante Resolución de Intendencia N°015-4-07866, por lo que la empresa interpuso el correspondiente recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal (Expediente N° 2749-98).

A la fecha el expediente se encuentra con la Resolución del Tribunal Fiscal N°9603-2-2001, que declara nula e insubsistente la Resolución de Intendencia N° 015-4-07866, ordenando a la Administración Tributaria emitir nuevo pronunciamiento, tomando en consideración los alcances del convenio suscrito con la Dirección General del Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas.

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Atribución de responsabilidad solidaria a Edegel

Con fecha 12 de agosto de 1998, Edegel (sociedad escindida de Talleres Moyopampa S.A.) fue notificada con la Resolución de Intendencia N° 012-4-04453, mediante la cual, con el supuesto fin de cautelar el pago de la deuda tributaria exigida a Talleres Moyopampa S.A. en el procedimiento anteriormente mencionado, se le atribuye responsabilidad solidaria en su calidad de adquiriente de una parte del activo y pasivo de esta última empresa.

Ante ello, mediante escrito presentado el 7 de setiembre de 1998, Edegel se adhirió a los recursos impugnatorios presentados por Talleres Moyopampa S.A. No obstante ello, el 14 de diciembre de 1998, SUNAT emitió la Resolución de Intendencia N°015-4-09092 por la cual declaró improcedente la reclamación interpuesta por Edegel.

Con fecha 21 de enero de 1999, Edegel interpuso recurso de apelación contra la Resolución de Intendencia N°015-4-09092, en donde el expediente fue acumulado con el indicado como antecedente del presente procedimiento.

Mediante Resolución del Tribunal Fiscal N°9609-2-2001, dicho organismo ha declarado nula e insustancial la Resolución de Intendencia N°015-4-09092, en el extremo referido a la Resolución de Determinación N° 012-03-05475 y la Resolución de Multa N° 012-2-11085, debiendo la Administración Tributaria emitir nuevo pronunciamiento, por las mismas razones expuestas en el punto anterior.

4. Edegel / Essalud

Actualmente se encuentra en trámite la reclamación administrativa interpuesta el 31 de julio de 1996 contra las liquidaciones efectuadas por el IPSS en base a los Decretos Leyes 22482 (Salud), 19990 (Pensiones) y 18846 (Accidentes de Trabajo) por el período comprendido entre abril de 1994 y marzo de 1996.

Se discute, por los tres conceptos, la suma de MUS\$ 2.499,81 más intereses. La empresa debería obtener un resultado similar al obtenido en otros dos procesos concluidos hace un año por los mismos conceptos. En tal supuesto, se restaría el monto acotado por el Régimen de Salud del Decreto Ley N° 22482 que asciende a MUS\$ 2.161,87 más intereses, quedando como probable monto a pagar – vale decir, como probable contingencia – la suma de MUS\$337,93 más intereses.

Emgesa S.A.

Contingencia ambiental - Acción de grupo en contra de Emgesa S.A. E.S.P., la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y la CAR por los supuestos perjuicios materiales y morales ocasionados por el daño ambiental producido en el embalse del Muña. La pretensión inicial de los demandantes es de M\$708.695.120.

d Restricciones a la gestión:

Endesa

Derivado de obligaciones contraídas con instituciones financieras, la Sociedad debe cumplir a nivel consolidado con algunos indicadores y obligaciones, entre los cuales se destacan, entre otros:

- Relación entre deuda y flujo de caja de cuatro trimestres, de Endesa y de sus filiales chilenas, no superior a 9.40x;
- Relación entre deuda consolidada y EBITDA de cuatro trimestres consolidado, no superior a 6.3x;
- Relación entre flujo de caja y gastos financieros de cuatro trimestres, de Endesa y de sus filiales chilenas, no inferior a 1.50x;
- Relación entre deuda consolidada y patrimonio más interés minoritario, no superior a 112,5 %;
- Activos de empresas cuyo negocio es regulado, no inferior al 50% del activo consolidado total;
- Patrimonio mínimo a lo menos igual a 45.000.000 unidades de fomento.

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003, éstas se cumplen satisfactoriamente.

Pehuenche S.A.

JP morgan Chase, en relación con préstamos otorgados a la empresa, impone a Pehuenche S.A. obligaciones y restricciones, algunas de ellas de carácter financiero, entre las cuales destacan: Pasivo financiero de largo plazo no superior a 1,5 veces el patrimonio, y un patrimonio mínimo de la compañía ascendente a UF9.500.000. Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 estas obligaciones y restricciones se han cumplido íntegramente.

30. CONTINGENCIAS Y RESTRICCIONES, CONTINUACIÓN

Central Costanera S.A.

- En virtud de lo dispuesto en el anexo VI-A al "Concurso Público Internacional para la Venta de las Acciones de Central Costanera Sociedad Anónima", se realizó la transferencia del dominio del inmueble de Central Costanera S.A. sujeta a la condición resolutoria de que el mismo se encuentre afectado a ser asiento de una central eléctrica en funcionamiento por un plazo de veinticinco años a contar desde la toma de posesión.

Si por cualquier circunstancia que fuere, el inmueble deja de estar afectado a dicho fin durante el plazo indicado, el dominio se considerará revocado por esta causa, retornando la titularidad de dicho dominio en forma inmediata y de pleno derecho a SEGBA S.A. o, en su caso, al Estado Nacional.

- Con motivo de la reestructuración del Préstamo Sindicado y la obligación contraída con JP Morgan Bank, Central Costanera S.A. entregó a favor de los Bancos Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., Bank Boston N.A., Bank of América N.A., HSBC Bank plc, Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A., Banco Comafi (anteriormente Scotiabank Quilmes S.A.) y JP Morgan Chase Bank ("los Bancos"), una prenda con registro en primer grado de su Ciclo Combinado Siemens por la suma de aproximadamente US\$ 102.300.000, la cual fue modificada con motivo de la refinanciación de fecha 8 de septiembre de 2004, a un valor de aproximadamente US\$ 52.000.000. Por su parte ING Bank Curaçao participa de la citada prenda conjuntamente con las entidades mencionadas, en función de derechos emanados por operaciones concertadas con anterioridad.

- Central Costanera S.A. entregó a favor de Mitsubishi Corporation una prenda con registro en primer grado sobre el activo financiado hasta la suma de US\$ 36.966.516.

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 se han cumplido todas estas obligaciones.

EdegeL

Indicadores financieros originados por contratos de créditos y de programas de Bonos:

Índice de endeudamiento no mayor de 0,55

Al 31 de diciembre de 2004 y 2003 se ha cumplido esta obligación.

Otras restricciones

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa está sujeto a disposiciones de incumplimiento cruzado. De no ser subsanados ciertos incumplimientos de parte de subsidiarias relevantes, podrían resultar en un incumplimiento cruzado a nivel de Endesa y, en este caso, eventualmente podrían llegar a ser exigibles pasivos de Endesa.

31. CAUCIONES OBTENIDAS DE TERCEROS

Endesa

La Sociedad ha recibido boletas de garantía de contratistas y tercero (principalmente Proyecto Ralco) para garantizar el cumplimiento de obras de trabajo, por un monto ascendente a M\$ 12.746.232 (M\$ 19.952.181 en 2003)

Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A.

La Sociedad ha recibido documentos en garantía que ascienden a M\$ 223.843 al 31 de diciembre de 2004 (M\$ 294.202 en 2003).

Enigesa S.A.

La Sociedad ha recibido documentos en garantía que ascienden a M\$ 20.000 al 31 de diciembre de 2004 (M\$ 46.956 en 2003).

Pangue S.A.

La Sociedad ha recibido documentos en garantía que ascienden a M\$ 5.186 al 31 de diciembre de 2004 (M\$ 10.073 en 2003).

San Isidro

La Sociedad ha recibido documentos en garantía que ascienden a M\$ - al 31 de diciembre de 2004 (M\$ 1.424.411 en 2003).

32. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA

Al cierre de cada ejercicio los activos y pasivos en moneda nacional y extranjera son los siguientes:

a. Activo circulante

Corto Plazo		Saldo al 31 de Diciembre	
Rubro	Moneda	2004 M\$	2003 M\$
Disponible	\$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	560.986 5.434.443 21.652.203 465.926 1.179.683 345.015	398.594 421.442 1.530.995 84.568 2.919.224 291.373
Depósitos a plazo	US\$ \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	100.853.272 71.168.539 1.069.638 4.058.060 9.501.101	133.719.618 4.064.947 1.792.199 3.762.683 15.738.178
Valores negociables	\$ no Reaj. US\$ \$ Col.	4.993 - 676.684	4.993 1.216.236 241
Deudores por venta, neto	\$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	38.658.230 5.997.571 24.650.458 3.399.784 15.216.879 17.532.460	34.396.710 4.784.142 19.334.825 3.954.056 14.635.478 24.911.840
Documentos por cobrar	\$ no Reaj. \$ Reaj. US\$	- - 207.558	- 601.060 548.388
Deudores varios	\$ Reaj. \$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles \$ Arg. Reales U.C.	2.035.785 21.526.986 363.458 3.605.215 3.607.423 24.526 4.842.141 -	40.567.087 3.941.846 653.266 1.947.056 3.934.461 26.780 120.568 1.032.262
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	\$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	12.663.128 106.087.173 19.909.511 3.402.844 3.310.343 1.685.318	15.079.170 1.952.594 20.175.871 2.123.770 5.185.378 2.837.054
Existencias, neto	\$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles Reales	6.628.063 2.332.719 1.023.944 3.689.909 16.722	4.444.500 1.643.342 918.445 3.044.145 34.084
Impuestos por recuperar	\$ no Reaj. US\$ Reales Soles \$ Arg.	2.789.075 1.350.580 19.977 6.974 766.065	10.107.127 1.474.746 - - 3.032.311
Gastos pagados por anticipado	\$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	428.093 1.513.769 49.051 735.851 472.675 16.722	507.625 1.531.917 55.996 167.440 474.743 19.477
Impuestos diferidos	\$ no Reaj. \$ Col.	2.470.071 450.937	885.114 385.881
Otros activos circulantes	\$ Reaj. \$ no Reaj. US\$ \$ Col. \$ Arg. Reales	- 11.195.709 1.093.546 - 58.675 1.919.834	641.347 354.153 2.319.198 - 26.497 1.926.568
Total activo corto plazo		544.726.295	402.683.609

32. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

b Activo fijo

Rubro	Moneda	Saldo al 31 de Diciembre	
		2004 M\$	2003 M\$
Terrenos	\$ no Reaj. \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	30.007.871 10.862.611 233.430 5.334.318 345.031	18.740.915 11.998.220 254.890 5.824.733 376.751
Construcciones y obras de infraestructura	\$ no Reaj. \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	3.000.401.195 1.488.138.717 261.434.068 262.665.831 452.339.018	2.975.954.442 1.635.595.275 285.141.694 286.814.218 492.486.927
Maquinarias y equipos	\$ no Reaj. \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	41.855.993 13.647.939 339.318.207 602.641.371 26.236	11.359.873 14.421.234 369.358.640 644.473.497 43.633
Otros activos fijos	\$ no Reaj. \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	48.194.144 16.429.366 10.657.938 7.415.650 3.285.073	25.051.017 8.553.898 7.459.480 8.105.325 3.451.017
Mayor valor de retasación técnica activo fijo, neto	\$ no Reaj. \$ Col. Soles Reales	11.261.799 56.938.410 392.478.253 104.971.798	11.016.928 62.173.087 428.561.045 114.622.461
Depreciación acumulada	\$ no Reaj. \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	(1.315.887.229) (371.570.087) (384.645.784) (396.485.309) (217.731.199)	(1.249.869.249) (372.300.842) (399.181.526) (395.471.958) (220.375.277)
Total activo fijo		4.474.564.659	4.784.640.348

32. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

c. Otros activos

Rubro	Moneda	Saldo al 31 de Diciembre	
		2004 M\$	2003 M\$
Inversiones en empresas relacionadas	\$ no Reaj. US\$	110.301.325 56.749.905	109.785.150 59.856.333
Inversión en otras sociedades	\$ no Reaj. \$ Col. Soles	2.378.053 20.312.213 7.731	2.341.160 68.467.085 8.441
Menor valor de inversiones	\$ no Reaj. US\$ \$ Col.	3.114.656 408.325 16.086.006	3.292.754 480.607 18.933.729
Mayor valor de inversiones	\$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles	(12.824.889) (7.583.899) (2.569.614) (32.961.832)	(16.952.154) (13.027.543) (4.674.109) (44.711.106)
Deudores a largo plazo	\$ Reaj. \$ no Reaj. US\$ \$ Arg. Reales	511.689 1.273.568 3.509.615 4.531.258 25.201.725	2.515.694 1.466.737 4.546.934 - 8.563.635
Documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas	\$ no Reaj. US\$	334.466 -	609.105 131.389.523
Otros activos largo plazo	\$ Reaj. \$ no Reaj. US\$ \$ Col. Soles \$ Arg. Reales	- 29.931.853 23.071.340 36.577.278 266.914 19.491.568 249.158	4.964.116 35.773.483 12.882.724 17.508.109 369.815 9.854.571 400.488
Total otros activos		298.368.412	414.645.281
Total activos por moneda	\$ Reaj. \$ no Reaj. US\$ Euro Yen \$ Col. Soles \$ Arg. Reales U.C.	2.547.474 2.047.268.139 301.389.375 - - 1.428.039.381 603.167.274 530.681.593 404.566.130 -	49.289.304 1.998.689.993 346.393.467 - - 1.509.089.943 662.362.012 589.663.480 445.448.777 1.032.262
Total activos por moneda		5.317.659.366	5.601.969.238

32. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

d. Pasivos circulantes

Rubro	Moneda	Hasta 90 días				90 días a un año			
		al 31 de Diciembre 2004		al 31 de Diciembre 2003		al 31 de Diciembre 2004		al 31 de Diciembre 2003	
		Monto	Tasa interés Promedio						
Obligaciones con bancos e instituciones financieras	\$ no Reaj.	2.426.483	3,00%	2.438.160	3,00%	-	-	-	-
	US\$	43.909.384	3,48%	12.894.756	5,70%	-	-	-	-
	\$ Col.	39.267.714	7,06%	25.215.554	6,81%	-	-	-	-
	Soles	10.372.420	7,06%	15.362.038	6,81%	-	-	-	-
Obligaciones con bancos e inst. financ. largo plazo - porción corto plazo	\$ Reaj.	-	-	1.399.790	9,00%	1.700.403	9,00%	-	-
	US\$	3.885.705	4,02%	20.956.920	4,87%	61.528.879	7,14%	70.853.294	4,87%
	Euro	-	-	-	-	125.395	3,00%	126.861	1,50%
	Yen	-	-	-	-	412.818	0,90%	435.146	0,89%
	\$ Arg.	-	-	956.512	1,75%	1.787.795	1,75%	921.422	1,75%
	Reales	1.796.500	17,25%	1.536.220	17,50%	-	-	-	-
	U.P.	-	-	-	-	-	-	1.144.981	4,48%
	\$ Col.	-	-	881.449	12,55%	14.538.378	12,45%	-	-
	Libra	-	-	-	-	415.332	5,88%	422.655	4,63%
Obligaciones con el público - porción corto plazo (bonos)	\$ Reaj.	-	-	-	-	7.670.851	6,00%	7.543.814	6,00%
	US\$	13.662.772	8,25%	908.399	7,50%	32.737.993	8,00%	37.890.558	7,50%
	\$ Col.	5.230.084	12,54%	6.991.505	10,50%	-	-	-	-
	Soles	17.360.924	5,98%	5.664.116	6,00%	-	-	-	-
Obligaciones Largo Plazo con vencimiento dentro de un año	US\$	6.567.034	7,44%	8.176.632	7,44%	18.174.027	7,44%	13.793.078	7,44%
	\$ Arg.	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos por pagar	\$ no Reaj.	107.717	-	892.292	-	-	-	-	-
	\$ Col.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Soles	-	-	65.537	-	-	-	-	-
	\$ Arg.	679	-	749	-	-	-	-	-
	Reales	69.301	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar	\$ no Reaj.	54.788.950	-	36.447.865	-	-	-	-	-
	US\$	2.260.938	-	2.688	-	-	-	-	-
	Euro	198.625	-	-	-	-	-	-	-
	\$ Col.	4.276.930	-	4.935.794	-	-	-	-	-
	Soles	4.819.229	-	3.444.078	-	-	-	-	-
	\$ Arg.	13.825.308	-	8.433.601	-	-	-	-	-
	Reales	875.744	-	6.758.434	-	-	-	-	-
Acreedores varios	\$ no Reaj.	747.101	-	1.067.138	-	5.947.717	-	5.636.239	-
	US\$	-	-	11.924	-	719.689	-	-	-
	\$ Col.	3.428.568	-	3.028.009	-	-	-	-	-
	Soles	3.470.738	-	2.852.679	-	2.078.438	-	-	-
	\$ Arg.	57	-	-	-	-	-	-	-
	Reales	950.447	-	795.499	-	-	-	-	-

32. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

d. Pasivos circulantes, continuación

Rubro	Moneda	Hasta 90 días				90 días a un año			
		al 31 de Diciembre 2004		al 31 de Diciembre 2003		al 31 de Diciembre 2004		al 31 de Diciembre 2003	
		Monto	Tasa interés Promedio anual						
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	US\$	414.945	-	-	-	-	-	-	-
	\$ no Reaj.	2.371.675	51.418.202						
	Reales	-	1.040.891						
	\$ Col.	3.579.267	73.584.039						
	Soles	17.557	38.195						
	\$ Arg.	-	584.044						
Provisiones	\$ Reaj.	69.517	30.095						
	\$ no Reaj.	1.759.480	61.631	7.284.545		15.146.811			
	US\$	-	1.050						
	\$ Col.	3.832.682	3.577.007						
	Soles	1.431.900	195.813			2.536.430			
	\$ Arg.	736.883	759.588						
	Reales	110.365	88.862			11.108			
Retenciones	\$ no Reaj.	4.229.449	2.375.816					161.356	
	\$ Col.	659.404	560.562						
	Soles	1.645.206	2.229.791						
	\$ Arg.	4.246.101	2.236.685	51.320					
	Reales	5.488	14.270						
Impuesto a la renta	\$ no Reaj.	267.302	-	479.246					
	\$ Col.	8.635.134	130.583			1.069.563			
	Soles	409	19.809			3.007.496			
	\$ Arg.	333.883	-						
	Reales	3.823.206	2.504.574						
Ingresos percibidos por adelantado	\$ no Reaj.	37.443	9.937	180.796		291.088			
Otros pasivos circulantes	\$ Reaj.	-	-	373.124					
	\$ no Reaj.	559	-	94.815		321.093			
	US\$	-	582.452	748.752		1.236.032			
	\$ Arg.	168.335	94.340						
	Reales	34.001	115.643						
Total pasivos a corto plazo por moneda	\$ Reaj.	69.517	1.429.885	9.744.378		7.543.814			
	\$ no Reaj.	66.736.159	94.711.041	13.987.119		21.556.587			
	US\$	70.700.778	43.534.821	113.909.340		123.772.962			
	Euro	198.625	-	125.395		126.861			
	Yen	-	-	412.818		435.146			
	\$ Col.	68.909.783	118.904.502	14.538.378		1.069.563			
	Soles	39.118.383	29.872.056	2.078.438		5.543.926			
	\$ Arg.	19.311.246	13.065.519	1.839.115		921.422			
	Reales	7.665.052	12.854.393	-		11.108			
	U.P.	-	-	-		1.144.981			
	Libra	-	-	415.332		422.655			
	Otras Monedas	-	-	-		-			
Total pasivos a corto plazo		272.709.543	314.372.217	157.050.313		162.549.025			

32. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

e. Pasivos a largo plazo 2004

Rubro	Moneda	Uno a tres años		Tres a cinco años		Cinco a diez años		Más de diez años	
		Monto	Tasa interés						
		M\$	anual	M\$	anual	M\$	anual	M\$	anual
Obligaciones con bancos e Inst. instituciones financieras	\$ Reaj.	1.698.508	9,00%	1.008.580	9,00%	-	-	-	-
	US\$	39.554.234	6,62%	152.365.807	3,14%	14.100.989	5,15%	911.946	5,98%
	\$ Arg.	3.536.601	1,75%	3.536.601	1,75%	2.652.453	1,75%	-	-
	\$ Col.	-	-	27.212.269	12,45%	-	-	-	-
	Reales	4.753.314	17,75%	482.902	17,75%	-	-	-	-
Obligaciones con el público (Bonos)	\$ Reaj.	103.902.300	6,20%	69.268.200	6,00%	84.746.197	5,17%	25.975.575	6,20%
	US\$	133.776.000	7,74%	457.068.000	8,03%	222.960.000	8,35%	371.393.948	7,94%
	\$ Col.	39.535.092	13,53%	73.177.877	10,55%	69.973.766	12,04%	-	-
	Soles	25.467.561	4,59%	8.489.186	6,93%	-	-	-	-
Documentos por pagar	US\$	41.760.158	7,17%	32.006.890	7,28%	19.926.002	7,42%	-	-
Acreedores varios	\$ Reaj.	-	-	-	-	-	-	167.268	-
	\$ no Reaj.	722.707	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	15.040.244	4,14%	1.795.204	6,50%	5.614.137	6,50%	14.672.591	6,50%
Documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas	\$ Reaj.	51.139	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	\$ no Reaj.	1.312.553	-	636.244	-	1.650.932	-	5.429.585	-
	\$ Col.	21.183.430	-	-	-	-	-	-	-
	Reales	1.157.644	-	1.157.644	-	5.135.478	-	-	-
Impuestos diferidos	\$ no Reaj.	15.341.432	-	2.527.148	-	2.423.937	-	27.072.420	-
	Soles	27.191.732	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos a largo plazo	\$ Reaj.	8.089.738	-	-	-	-	-	-	-
	\$ no Reaj.	1.103	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	1.994.962	-	-	-	-	-	-	-
Total pasivos largo plazo por moneda	\$ Reaj.	113.741.685	-	70.276.780	-	84.746.197	-	26.142.843	-
	\$ no Reaj.	17.377.795	-	3.163.392	-	4.074.869	-	32.502.005	-
	US\$	232.125.598	-	643.235.901	-	262.601.128	-	386.978.485	-
	Euro	-	-	-	-	-	-	-	-
	Yen	-	-	-	-	-	-	-	-
	\$ Col.	60.718.522	-	100.390.146	-	69.973.766	-	-	-
	Soles	52.659.293	-	8.489.186	-	-	-	-	-
	\$ Arg.	3.536.601	-	3.536.601	-	2.652.453	-	-	-
	Reales	5.910.958	-	1.640.546	-	5.135.478	-	-	-
	U.P.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Libra	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	-	-	-	-	-	-	-	-
Total pasivos largo plazo		486.070.452		830.732.552		429.183.891		445.623.333	

32. MONEDA NACIONAL Y EXTRANJERA, CONTINUACIÓN

f. Pasivos a largo plazo 2003

Rubro	Moneda	Uno a tres años		Tres a cinco años		Cinco a diez años		Más de diez años	
		Tasa interés		Tasa interés		Tasa interés		Tasa interés	
		Monto	Promedio	Monto	Promedio	Monto	Promedio	Monto	Promedio
Obligaciones con bancos e instituciones financieras	\$ Reaj.	3.167.804	9,00%	1.305.528	9,00%	-	-	-	-
	US\$	170.986.518	5,00%	133.691.012	5,00%	22.457.269	5,00%	2.535.156	5,00%
	Yen	432.999	0,89%	-	-	-	-	-	-
	Euro	124.781	3,00%	-	-	-	-	-	-
	\$ Arg.	3.685.689	1,75%	1.842.844	1,75%	6.450.209	1,75%	-	-
	\$ Col.	-	-	38.338.946	12,55%	-	-	-	-
	Reales	1.827.785	19,00%	2.174.592	17,50%	3.063.992	17,50%	-	-
Obligaciones con el público (Bonos)	Libra	412.208	4,63%	-	-	-	-	-	-
	\$ Reaj.	5.308.985	6,00%	110.035.172	6,00%	95.683.264	6,00%	75.892.968	6,00%
	US\$	121.729.000	7,50%	36.518.700	7,50%	486.916.000	8,13%	648.996.338	7,77%
	\$ Col.	105.570.084	10,50%	-	-	-	10,50%	-	-
Documentos por pagar	Soles	43.926.458	4,75%	-	-	-	-	-	-
	US\$	41.482.653	7,42%	49.425.883	7,42%	32.636.810	7,42%	-	-
	\$ Reaj.	-	-	-	-	-	-	167.520	-
Acreedores varios	\$ no Reaj.	731.480	-	-	-	-	-	-	-
	US\$	5.357.366	-	-	-	-	-	9.128.388	-
	\$ Col.	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisiones	\$ no Reaj.	522.004	-	540.015	-	1.196.980	-	4.314.680	-
	US\$	-	-	3.045.975	-	-	-	-	-
	\$ Col.	21.219.190	-	316.495	-	-	-	-	-
	Reales	7.830.827	-	-	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos	\$ no Reaj.	7.020.205	-	5.430.077	-	7.830.123	-	13.051.315	-
	Soles	1.828.450	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos a largo plazo	\$ no Reaj.	448.338	-	385.709	-	496.525	-	565.413	-
	US\$	3.458.332	-	5.284.063	-	-	-	-	-
	Soles	99	-	-	-	-	-	-	-
Total pasivos largo plazo por moneda	\$ Reaj.	8.476.789	-	111.340.700	-	95.683.264	-	76.060.488	-
	\$ no Reaj.	8.722.027	-	6.355.801	-	9.523.628	-	17.931.408	-
	US\$	343.100.297	-	227.965.633	-	542.010.079	-	660.659.882	-
	Euro	124.781	-	-	-	-	-	-	-
	Yen	432.999	-	-	-	-	-	-	-
	\$ Col.	126.789.274	-	38.655.441	-	-	-	-	-
	Soles	45.755.007	-	-	-	-	-	-	-
	\$ Arg.	3.685.689	-	1.842.844	-	6.450.209	-	-	-
	Reales	9.658.612	-	2.174.592	-	3.063.992	-	-	-
	U.P.	-	-	-	-	-	-	-	-
	Libra	412.208	-	-	-	-	-	-	-
Total pasivos largo plazo		547.157.683		388.335.011		656.731.172		754.651.778	

33. SANCIONES

Durante el ejercicio, la sociedad, su directorio y sus administradores no han sido objeto de sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni por otras autoridades administrativas.

34. MEDIO AMBIENTE

Durante el ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2004, la Sociedad, sus filiales nacionales y extranjeras han efectuado desembolsos por un valor de M\$ 3.521.010, los cuales corresponden principalmente a:

Gastos operativos: Correspondientes a estudios, monitoreos, seguimiento y análisis de laboratorios, los cuales son llevados a gastos del ejercicio M\$ 527.033. Compromiso y cooperación ambiental de Cachoeira Dourada S.A. equivalentes a M\$ 107.095. Protección del medio ambiente en Central Costanera (Limpiezas de tanques de combustibles, construcción cámaras separadoras, medicación de inmisiones gaseosas y otros) equivalentes a M\$ 73.577. Mitigación de medio ambiente del Muña en Emgesa por M\$ 521.680

Inversiones relacionados con los siguientes proyectos, los cuales son activados M\$ 2.291.625:

- Central Ralco - Programa ambiental.
- Centrales Pehuenche, Loma Alta y Curillínque – Normalización de los sistemas de alcantarillado y agua potable.
- Central Sauzalito - Normalización sistema de agua potable y alcantarillado
- Central Antuco - Implantación del Sistema de Gestión Ambiental en la Norma ISO 14.001 y resolución de pasivos.
- Central Rapel – Circuito ambiental
- Central San Isidro – Circuito ambiental
- Central Pangue – Recuperación paisajística ex yacimiento Queuco
- Central Isla – Construcción cubetos en transformadores de poder
- Central Sauzal – Obras en cubetos de transformadores de servicio y certificación SGA en la norma ISO 14.001

35. HECHOS POSTERIORES

Empresa Nacional de Electricidad S.A.

- Con fecha 21 de enero de 2005 Endesa comunicó a la Superintendencia de Valores y Seguros el siguiente hecho en carácter de relevante:

Durante el mes de diciembre de 2004, el Panel de Expertos previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos, resolvió una serie de divergencias presentadas por las empresas generadoras integrantes del CDEC-SIC, en relación con el cálculo de Potencia Firme al interior del mencionado organismo.

Que a la luz de las resoluciones emitidas por el mencionado Panel de Expertos con fecha 9 de diciembre de 2004, la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC, informó a las empresas generadoras del Sistema en el curso de esta semana, el resultado de las reliquidaciones de los balances de Potencia Firme correspondiente al período abril 2000 a marzo 2004, así como el resultado de dichas reliquidaciones para el período abril 2004 a noviembre 2004.

Que como resultado de las mencionadas reliquidaciones practicadas por el CDEC-SIC - y su consecuente pago – los Estados Financieros a nivel consolidado de Empresa Nacional de Electricidad S.A., serán impactados negativamente en una suma de \$ 14.522.772.161 por el período abril 2000 a marzo 2004 y en una suma de \$ 3.665.377.677 por el período abril 2004 noviembre 2004.

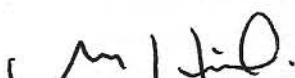
Empresa Nacional de Electricidad S.A. cree oportuno informar al mercado que, sin perjuicio que la Compañía procederá a efectuar los pagos que resultan de dichas liquidaciones, ello no significa la aprobación de ellas. En efecto, Empresa Nacional de Electricidad S.A. se reserva el derecho de hacer efectivas todas las vías judiciales de impugnación a la luz de las garantías fundamentales que resguarda la Constitución Política del Estado y que fueron afectadas en los señalados dictámenes del Panel de Expertos y en la Resolución Ministerial N° 35 del Ministerio de Economía. A mayor abundamiento, y tal como se informó oportunamente al mercado, con fecha 28 de diciembre de 2004, Empresa Nacional de Electricidad S.A. interpuso Recurso de Nulidad de Derecho Público en contra de la Resolución Ministerial N° 35 del Ministerio de Economía, que abrió de manera extemporánea y sin competencia para ello, las reliquidaciones de potencia entre las empresas generadoras del Sistema para el período 2000-2003.

En este mismo sentido, nos hacemos un deber informar al mercado que con fecha 20 de enero pasado, Empresa Nacional de Electricidad S.A., solicitó al CDEC-SIC se convocara a una reunión

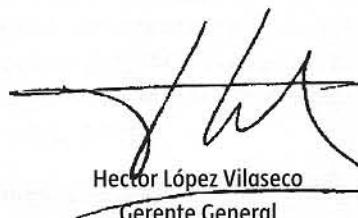
extraordinaria de Directorio, a los efectos de pronunciarse sobre la representación que la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC realizó de los embalses Laja y Rapel en el cálculo de Potencia Firme, lo que probablemente originará una nueva divergencia para ser resuelta por el Panel de Expertos.

Los montos señalados en el hecho relevante precedente, han sido provisionados en los estados financieros de las Sociedades al 31 de diciembre de 2004.

- No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 31 de diciembre de 2004 y la fecha de emisión de los estados financieros.



Maurilio Salgado Izquierdo
Contador General



Hector López Vilaseco
Gerente General

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2004

A) RESUMEN

El resultado antes de impuestos e interés minoritario de Endesa en el año 2004 creció un 25 % con respecto al año 2003, alcanzando a M\$ 203.916.252, mayor en M\$ 40.422.717 a la respectiva cifra para el año anterior. El resultado operacional de la compañía muestra un desempeño superior con respecto al año 2003, alcanzando M\$ 369.025.170 en el año 2004, cifra que se compara positivamente con M\$ 346.973.670 del año 2003. El resultado no operacional también impactó positivamente al resultado neto de la compañía en el año 2004 con respecto al año 2003 producto de la reducción en M\$16.681.469 de los gastos financieros de la compañía. Cabe destacar que el resultado del año 2004 mejora a pesar de que se incluye una provisión de M\$ 17.127.000 asociada a la reliquidación de la potencia firme del período abril 2000 a marzo 2004 y del período abril 2004 a noviembre 2004, de acuerdo a la resolución del panel de expertos.

La utilidad neta de Endesa en el año 2004 alcanzó M\$ 83.788.756, que se compara con la utilidad neta de M\$ 80.084.185 registrada en 2003. El impuesto a la renta a diciembre de 2004 alcanzó a M\$ 93.426.794, que se compara con M\$ 28.062.535 alcanzados a diciembre de 2003, diferencia producida principalmente por un incremento en los impuestos diferidos con respecto al año 2003 como consecuencia de los efectos de las pérdidas tributarias causadas por la devaluación del peso argentino desde el año 2002.

Cabe indicar que el resultado operacional más depreciación y amortización de Endesa Consolidada (EBITDA) alcanzó M\$ 541.216.980 en el año 2004. La deuda neta consolidada se redujo en M\$ 299.548.216 en 2004 con relación al año anterior. En el año 2004 el monto de inversiones alcanzó US\$ 183 millones, de los cuales US\$ 120 millones correspondieron a inversiones en Chile.

Los principales hechos relevantes que identificamos durante el año 2004 son los siguientes:

- Incorporación comercial de la central Ralco al SIC, a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 22 de septiembre con la segunda unidad, aportando una potencia máxima de 690 MW, superior a la que fue proyectada originalmente de 570 MW. Esta mayor potencia, considerando una tardía mejoría en la hidrología del país durante el año 2004, permitirá contribuir muy significativamente a abastecer el fuerte crecimiento de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Central, SIC, de los próximos años.
- Cambio en el escenario eléctrico nacional producto de la crisis del gas natural en Argentina, llevando a una tendencia alcista en los precios de mercado de la electricidad, incluyendo el precio nudo que a partir de mayo de este año fue reajustado incorporando el mayor costo de la generación térmica debido a las restricciones del gas y posteriormente en el proceso de fijación correspondiente al período noviembre 2004-abril 2005, modificándose el plan de obras considerando tecnologías alternativas al gas natural para abastecer las necesidades futuras del sistema eléctrico nacional.
- Exitoso término de las disputas comerciales contractuales de la filial en Brasil, Cachoeira Dourada con su principal cliente, la compañía distribuidora del estado de Goiás, CELG, reflejado a través de una mejoría en los estados financieros de esta filial, prácticamente cuadruplicando el resultado operacional del año 2004 con respecto al año 2003.
- Positivas señales de la autoridad argentina en términos del proceso de sinceramiento de los precios del sector eléctrico que comenzó en febrero con un primer ajuste al precio estacional para grandes usuarios y clientes comerciales y un segundo reajuste en noviembre, continuando en mayo y diciembre respectivamente con el traspaso del nuevo precio del gas natural a los costos variables de generación reconocidos por el regulador, llevando a un incremento del precio spot para las empresas generadoras.
- Publicación del reajuste de tarifas de generación de energía por el organismo peruano Osinerg para el período noviembre 2004-abril 2005, la cual muestra un aumento del 19 % en el precio monómico en dólares respecto a la fijación tarifaria de mayo de 2004. Este incremento se ha debido a una mejor estimación del Plan de Obras, a un reajuste positivo del crecimiento de la demanda, a mayores costos de combustibles y a una mejor estimación del precio de potencia.
- Fuerte aumento en la demanda de energía eléctrica en los países en que operamos, donde se presenta un crecimiento acumulado del año 2004 superior al del año 2003, siendo el 6,8 % el crecimiento acumulado en Argentina, 5,4 % en Brasil, 2,7 % en Colombia, 7,9 % en el principal sistema eléctrico en Chile y 5,9 % en Perú.
- Récord histórico de producción diaria de los activos que maneja Endesa en América Latina, al alcanzar el 23 de noviembre

los 204.115 MWh, 13 % mayor que el récord diario de años anteriores. Lo anterior corresponde a un factor de carga de dicha jornada de un 58,1 %.

- Asimismo, con fecha 26 de enero de 2005, la clasificadora internacional Moody's Investor Services elevó la clasificación de Endesa a Ba1 con perspectivas estables, desde Ba2. Esta clasificación, si bien consideramos subestima la real solidez de la compañía, está basada en sus mejoras operacionales y financieras.

Los ingresos de explotación consolidados del año 2004 de la compañía aumentaron un 9,5 % con respecto al año 2003, alcanzando M\$ 1.032.662.084 en el año 2004. Las ventas físicas de energía eléctrica crecieron un 5,5 %, y el precio promedio de las ventas eléctricas también registra un alza. Los costos de explotación consolidados de Endesa totalizaron M\$ 629.191.426 en el año 2004, lo que representa un alza de 11,5 % con respecto al año anterior, principalmente como consecuencia de los mayores costos de combustibles para la generación térmica, los que alcanzaron M\$ 119.210.144 en el año 2004. La generación de energía eléctrica aumentó en un 11,4 %, equivalente a 4.899 GWh, aportado por energía térmica, y permitiendo reducir las compras físicas de energía en 23 %, equivalente a 1.924 GWh.

El resultado operacional consolidado del año 2004 asciende a M\$ 369.025.170, 6,4 % superior al obtenido en el año 2003. El mayor resultado operacional obtenido durante el año 2004 se debió a mejoras de Colombia, Brasil y Argentina.

El resultado operacional de Chile representó un 40,6 % del resultado operacional total de la Compañía. En Chile, el resultado operacional de 2004 alcanzó M\$ 149.718.155, disminuyendo en M\$ 9.423.245 con respecto al alcanzado en el año 2003, básicamente producto de mayores costos variables de explotación. Cabe destacar, que este resultado está fuertemente impactado por el menor resultado durante el primer semestre de 2004, que disminuyó en una cifra cercana a los M\$ 14.000.000, siendo un 17,3 % inferior con respecto al primer semestre de 2003. Durante el último trimestre del año 2004, el resultado operacional proveniente de Chile se incrementó en más de M\$ 5.300.000 con respecto al mismo trimestre del año 2003, equivalente a un crecimiento de un 14 %, como consecuencia de un 17 % de incremento en la generación hidroeléctrica.

En Argentina, el resultado operacional del año 2004 alcanzó M\$ 34.378.759, lo que representa un 9,3 % del resultado operacional total de Endesa en el período. Esta cifra se compara con M\$ 33.121.053 del año 2003. La operación en Argentina presenta un significativo 30 % de aumento en los ingresos, alcanzando M\$ 148.299.615,

respondiendo al importante aumento de la generación y de la demanda de energía eléctrica. Las mayores ventas físicas de la filial Central Costanera, que crecen en un 74 % con respecto al año 2003, incidido por la capacidad de la central Costanera de operar no sólo con gas natural, sino también con fuel oil, son parcialmente contrarrestadas por menores ventas de El Chocón, debido a la baja hidrología en la zona del Comahue. La participación de la generación térmica de Costanera crece de un 50,3 % del total de generación térmica de Endesa en el año 2003 a 70,4 % durante el año 2004. Los costos de explotación en Argentina aumentan un 41,0 %, alcanzando M\$ 111.351.798 en 2004, por el mayor costo de combustible que en el período registró un alza de un 237,6 %, debido a la mayor generación de electricidad en Costanera que se duplicó con respecto al año 2003 y las restricciones de gas natural en el mercado argentino que llevaron a la Compañía a aumentar su generación con combustibles líquidos.

La actividad operacional en Brasil de la filial Cachoeira Dourada representa un 3,9 % del resultado operacional consolidado de Endesa en el año 2004. El resultado operacional de Cachoeira Dourada en el año 2004 alcanzó M\$ 14.314.032, un 281,8 % superior al de 2003, evidenciando los logros alcanzados por la empresa en términos de la disputa contractual que mantenía con su principal cliente, CELG, subsanado totalmente en el año 2004. Los ingresos operacionales aumentaron un 33,1 % con respecto al año 2003, alcanzando M\$ 42.006.221. La generación física de Cachoeira Dourada aumentó un 7,9 % con respecto a 2003, como consecuencia de la creciente demanda y la favorable hidrología.

En Colombia, el resultado operacional del año 2004 alcanzó a M\$ 118.456.420, lo que representa un aumento de 34,4 % con respecto al resultado operacional del año 2003, contribuyendo con el 32,1 % del resultado operacional total de Endesa. La filial Emgesa contabilizó un resultado operacional de M\$ 100.903.361 y Betania de M\$ 17.553.059, equivalente a un aumento de M\$ 18.332.755 y M\$ 11.990.042, respectivamente, comparado con el año 2003. Los ingresos por ventas de energía en Colombia aumentaron en un 17,6 %, como consecuencia de la mayor demanda en el mercado colombiano y la buena hidrología. Las ventas físicas aumentaron en 667 GWh, y la generación física aumentó en 1.087 GWh, con un menor aporte de generación térmica, permitiendo reducir las compras de energía y los costos de combustible comparado con el año 2003.

En Perú, el resultado operacional del año 2004 de la filial Edegel alcanzó M\$ 52.157.804, lo que se compara con M\$ 62.828.950 del año anterior. El resultado operacional de Edegel representa el 14,1 % de los resultados operacionales totales de Endesa en el año 2004. Los ingresos registraron un aumento de 7,7 % en el año, equivalente a M\$ 8.842.943, contabilizando un total de M\$ 123.375.092. Las ventas físicas fueron menores que las del año 2003 debido a la

baja hidrología en la zona, pero el consiguiente aumento en el nivel de precios, impactado también por el aumento del precio internacional de los combustibles, permitió compensar la baja física. Sin embargo, la menor hidrología también afectó el nivel de los costos de explotación de la compañía, que aumentaron en 44,6 % con respecto al año 2003, elevándose a un total de M\$ 63.778.805. La generación física de energía eléctrica de Edegel en el año 2004 cayó un 3,9 % a 4.285,2 GWh, disminuyendo la generación hidroeléctrica en 408,4 GWh y aumentando la generación térmica en 235,2 GWh, lo que llevó a un mayor gasto en combustible y mayores compras de energía eléctrica.

En cuanto a los resultados no operacionales, la compañía registra un valor negativo consolidado durante el año 2004 inferior al valor registrado durante el año 2003, alcanzando (M\$ 165.108.918), equivalente a una mejora de 10%. Los menores gastos financieros por M\$ 16.681.469 y mayores ingresos por diferencias de cambio y corrección monetaria fueron parcialmente contrarrestados por mayores otros egresos no operacionales netos de ingresos como consecuencia de las reliquidaciones del pago de potencia en Chile. La utilidad proveniente de inversiones en empresas relacionadas que no consolidan con Endesa alcanzó M\$ 19.289.364, equivalente a un aumento de M\$ 1.102.901.

Los mayores otros egresos fuera de explotación neto de ingresos por M\$ 12.168.055 se explican básicamente por mayores pérdidas de M\$ 27.186.987 provenientes del ajuste de conversión a normas chilenas, producto de la aplicación del Boletín Técnico N° 64, principalmente de las filiales de Colombia y Brasil; mayores pérdidas por aumento de provisiones por reliquidación de potencia de ejercicios anteriores por M\$ 13.380.006, compensados principalmente por mejor resultado por venta de activos fijos por M\$ 12.470.874 y M\$ 6.915.462 por utilidad por liquidación de derivados en el año 2004.

Con relación a los impuestos, éstos registraron un aumento de M\$ 65.364.259 en el año 2004 comparado con el año 2003. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó M\$ 93.426.794, compuesto por un gasto de M\$ 52.778.126 en impuesto a la renta, que acumula una aumento con respecto al año 2003 ascendente a M\$ 1.439.529, asociado a los mejores resultados tributables del año con respecto al año 2003 y M\$ 40.648.668 por impuestos diferidos, que representa un alza de M\$ 63.924.730 con respecto al año 2003. El mayor gasto en impuestos diferidos del 2004 con respecto al 2003, en que representó un beneficio de M\$ 23.276.062, se registró principalmente en Argentina como consecuencia básicamente del efecto de la significativa devaluación efectuada como parte del Plan de Emergencia. Esto se produce debido a que en junio de 2003 se registraron por primera vez los efectos de las pérdidas tributarias que tenían las compañías, cuyo monto al 31 de diciembre de 2003 era

de M\$ 33.933.175, causadas por la devaluación del peso argentino desde inicios del año 2002. Ahora bien, producto de la recuperación del tipo de cambio y mejores resultados de las compañías, la pérdida tributaria ha disminuido, reflejando a diciembre de 2004 pérdidas por reverso de impuestos diferidos de M\$ 14.028.643.

Inversiones

El término del proyecto Ralco con su puesta en servicio el día 6 de septiembre concluye el proyecto de inversión de mayor envergadura de la compañía de los últimos 10 años. Su aporte original de capacidad instalada se estimaba en 570 MW, sin embargo, la potencia total que se evidenció durante la etapa de pruebas de las turbinas demostró que el potencial era mayor. El 9 de diciembre de 2004 la Comisión Nacional de Medio Ambiente (Conama) autorizó a la central hidroeléctrica Ralco a operar con una potencia de 690 MW, lo que implica aportar al sistema 120 MW adicionales y mejorar la distribución del recurso hídrico, con el fin de cubrir la demanda en horas de punta, aumentando marginalmente la generación promedio anual.

Tarifas y Legislación en Chile

El precio monómico del Nudo Alto Jahuel, fijado en abril de 2004, con un factor de carga de 74,4 % alcanzó a \$25,39, lo que equivale a 42,04 US\$/MWh al tipo de la fijación. Esta tarifa, que resultó ser un 6,2 % superior en pesos a la fijada en el proceso anterior, fue aplicable a contar de mayo y hasta octubre de 2004.

En relación con el proceso de fijación de precios de nudo del Sistema Interconectado Central que culminó en el Informe Definitivo de octubre de 2004, hecho llegar por la CNE a las empresas con fecha 19 de octubre de 2004, cabe señalar que en esta ocasión operó la banda de precios medios libres. Adicionalmente, se introdujeron cambios a los factores de penalización de la energía y de la potencia por medio de los cuales quedan definidos los precios en los distintos nudos del sistema.

El efecto para Endesa de esta última fijación implicó un alza del precio medio de facturación a clientes regulados de un 6,5 % en pesos y de un 4,3 % en dólares con respecto al precio medio correspondiente a la fijación de abril de 2004.

Financiamiento

Durante el primer trimestre del año 2004, la empresa suscribió un crédito por un total de US\$ 250 millones, a la tasa de Libor más un spread de 1,15 %, que permitió refinanciar deudas bancarias y liberar a la empresa de avales de sus filiales Pehuenche y Pangue

y de restricciones de endeudamiento e inversión. Esta deuda fue reemplazada en el mes de noviembre por un préstamo sindicado revolving por el mismo monto, pero a una tasa de libor más 0,375 %.

En septiembre de 2004, se firmó la documentación final del acuerdo de refinanciamiento de un crédito de Central Costanera en Argentina por un monto de US\$ 47,7 millones a una tasa Libor más un spread anual de 4,875 %, extendiendo el vencimiento final de la deuda desde diciembre de 2004 hasta junio de 2006.

Durante el año 2004, la filial de Endesa en Perú efectuó 4 emisiones de bonos en el mercado de capitales peruano, totalizando en su conjunto una cifra cercana a los US \$35 millones.

Emgesa ha iniciado el proceso para una emisión de bonos locales por una cifra cercana a los US\$ 90 millones, registrando el programa en la Superintendencia de Valores de ese país.

Betania, otra filial de Endesa en Colombia, realizó con éxito durante el mes de noviembre una emisión de bonos por aproximadamente US\$ 118 millones a una tasa de IPC + 6,29% y a un plazo de 7 años.

Sostenibilidad

En julio de 2004, Endesa fue elegida por el Institutional Investor Research Group como la mejor empresa latinoamericana en la categoría electric utilities por su gobierno corporativo. Este estudio se basó en encuestas a los agentes más importantes de la industria financiera, incluyendo portfolio managers, bancos de inversión y analistas, entre otros.

Cabe señalar que el 13 de septiembre de 2004 Endesa se comprometió a respetar y cumplir los nueve principios del Pacto Mundial (Global Compact), plan de acción creado en las Naciones Unidas orientado a promover mediante el compromiso ético a que empresas de todos los países acojan como parte integral de su estrategia y operaciones, principios que apuntan al respeto en materia de derechos humanos, medio ambiente y trabajo. Esto representa un importante paso dado por la compañía en el campo del desarrollo sostenible y responsabilidad social empresarial.

Endesa recientemente mejoró su evaluación internacional en Sostenibilidad Corporativa y podrá mantener el logotipo de la membresía en el Dow Jones Sustainability Index durante el año 2005, al igual que en el año 2004. Asimismo, al 31 de diciembre de 2004 Endesa alcanzó la certificación bajo la norma internacional ISO 14001 del 87 % de la potencia instalada en Latinoamérica.

B) RESULTADOS

(Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003	Variac. ABSOLUTA dic. 2004/2003
Ingresos de Explotación	943.288.433	1.032.662.084	9,5 %	89.373.651
Ventas Energía	912.768.501	1.004.382.963	10,0 %	91.614.462
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	30.519.932	28.279.121	(7,3 %)	(2.240.811)
Costo de Explotación	(564.207.863)	(629.191.426)	(11,5 %)	(64.983.563)
Costos Variables	(322.035.792)	(403.764.637)	(25,4 %)	(81.728.845)
Combustible	(49.512.789)	(119.210.144)	(140,8 %)	(69.697.355)
Compras Energía y Potencia	(97.674.248)	(102.302.533)	(4,7 %)	(4.628.285)
Peaje y transporte de energía	(134.662.223)	(143.200.526)	(6,3 %)	(8.538.303)
Otros C.V.	(40.186.532)	(39.051.434)	2,8 %	1.135.098
Depreciación	(183.251.501)	(169.606.083)	7,4 %	13.645.418
Costos Fijos	(58.920.569)	(55.820.706)	5,3 %	3.099.863
Gastos de Adm. y Ventas	(32.106.900)	(34.445.488)	(7,3 %)	(2.338.588)
Resultado de Explotación	346.973.670	369.025.170	6,4 %	22.051.500
 Ingresos Financieros	15.644.040	14.912.116	(4,7 %)	(731.924)
Utilidad Inv. empresas relacionadas	18.186.463	19.289.364	6,1 %	1.102.901
Otros Ingresos Fuera de Expl.	45.687.637	51.241.842	12,2 %	5.554.205
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(382.508)	(86.341)	77,4 %	296.167
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.581.682)	(1.463.507)	7,5 %	118.175
Gastos Financieros	(209.239.574)	(192.558.105)	8,0 %	16.681.469
Otros Egresos Fuera de Expl.	(61.563.677)	(79.285.937)	(28,8 %)	(17.722.260)
Corrección Monetaria	589.303	2.211.342	275,2 %	1.622.039
Diferencia de Cambio	9.179.863	20.630.308	124,7 %	11.450.445
Resultado Fuera de Explotación	(183.480.135)	(165.108.918)	10,0 %	18.371.217
 Impuesto a la Renta	(28.062.535)	(93.426.794)	(232,9 %)	(65.364.259)
Ítemes extraordinarios	-	-	-	-
Interés Minoritario	(71.326.105)	(42.802.276)	40,0 %	28.523.829
Amortización Mayor Valor de Inv.	15.979.290	16.101.574	0,8 %	122.284
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	80.084.185	83.788.756	4,6 %	3.704.571
 R.A.I.I.D.A.I.E (1)	574.166.669	596.772.254	3,9 %	22.605.585
Cobertura de gastos financieros (2)	2,74	3,10	12,9 %	0,36

(1) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de Impuesto a la Renta e Ítems Extraordinarios, más Gastos Financieros, más Amortización Menor Valor de Inversiones, más Otros Egresos Fuera de la Explotación, menos Otros Ingresos Fuera de la Explotación, más la depreciación del ejercicio, extraída del Estado de Flujo de Efectivo.

(2) Calculado como R.A.I.I.D.A.I.E / Gastos Financieros.

Los estados de resultados consolidados de Endesa incorporan todas las filiales en Chile. Asimismo, incorporan las filiales argentinas Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central Costanera S.A., las filiales colombianas Central Hidroeléctrica de Betania S.A. y Emgesa, la filial brasileña Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. y la filial peruana Edegel.

Resultado Fuera de Explotación: En cuanto a los resultados no operacionales, la compañía registra un valor negativo consolidado en 2004 menor al del año 2003, alcanzando la cifra negativa de M\$ 165.108.918, lo que significa un 10 % de mejoramiento en resultados.

Resultado neto por inversión en empresas relacionadas: En cuanto al mejor resultado en inversiones en empresas relacionadas de M\$ 1.399.068, esto se explica básicamente por los resultados netos devengados de la coligada Gasatacama que opera en el SING.

Gastos Financieros netos de ingresos financieros: La reducción de M\$ 15.949.545 en los gastos financieros netos refleja el impacto positivo del plan de fortalecimiento financiero que fue finalizado en 2003. La apreciación del peso chileno respecto al dólar también afectó este resultado.

Corrección monetaria: El mejor resultado por corrección monetaria de M\$ 1.622.039, alcanzando M\$ 2.211.342 en el ejercicio 2004 comparado con M\$ 589.303 en 2003 es principalmente el resultado de la mayor tasa de inflación en Chile.

Diferencias de cambio: El incremento en la utilidad por diferencias de cambio de M\$11.450.445 durante 2004 en relación a 2003 es el resultado de M\$ 20.630.308 de utilidad por diferencia de cambio registrada en 2004 comparada con una utilidad de M\$ 9.179.863 en 2003. Este efecto positivo se debe al 6,1% de apreciación del peso chileno frente al dólar durante 2004 comparado con el 17,4 % de apreciación en 2003, el cual afectó negativamente nuestra posición que manteníamos en 2003.

Otros ingresos y egresos netos fuera de explotación: Los mayores otros egresos netos de ingresos de M\$12.168.055 son explicados principalmente por M\$ 27.186.987 de menor resultado por la apreciación del peso chileno respecto al dólar, compensado principalmente por M\$ 15.378.817 de multas impositivas, reliquidaciones de energía y potencia, derivados y provisiones por obsolescencia de activos fijos de la filial brasileña Cachoeira Dourada ocurridas en el año 2003.

DESGLOSE DE INGRESOS Y COSTOS DE EXPLOTACIÓN:

Desglosado por segmentos geográficos. No existen líneas de negocio relevantes diferentes de la generación de energía. Al respecto, los desgloses de ingresos, costos y resultados de explotación por países son los siguientes:

(Miles de Pesos)	Ingresos Explotación		Costo Explotación		Gastos Adm. y Ventas		Resultado Operacional	
	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004	enero - dic. 2003	enero - dic. 2004
Argentina	114.060.683	148.299.615	(78.962.143)	(111.351.798)	(1.977.487)	(2.569.058)	33.121.053	34.378.759
Colombia	213.809.685	251.397.966	(122.891.511)	(129.182.998)	(2.784.551)	(3.758.548)	88.133.624	118.456.420
Brasil	31.561.895	42.006.221	(25.845.502)	(25.950.872)	(1.967.750)	(1.741.317)	3.748.643	14.314.032
Peru	114.532.149	123.375.092	(44.112.912)	(63.778.805)	(7.590.287)	(7.438.483)	62.828.950	52.157.804
Chile	469.324.020	467.583.190	(292.395.795)	(298.926.953)	(17.786.825)	(18.938.082)	159.141.400	149.718.155
Total Consolidado	943.288.433	1.032.662.084	(564.207.863)	(629.191.426)	(32.106.900)	(34.445.488)	346.973.670	369.025.170

(*) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

(Miles De Pesos)	Ingresos Explotación			
	enero - dic. 2003	% Ingresos 2003	enero - dic. 2004	% Ingresos 2004
Chocon (Argentina)	32.645.892	3,5%	29.628.040	2,9 %
Costanera (Argentina)	81.414.791	8,6%	118.671.575	11,5 %
Betania (Colombia)	22.546.038	2,4%	35.958.406	3,5 %
Emgesa (Colombia)	191.263.647	20,3%	215.439.560	20,9 %
Cachoeira (Brasil)	31.561.895	3,3%	42.006.221	4,1 %
Edegel (Perú)	114.532.149	12,1%	123.375.092	11,9 %
Nacional (*)	469.324.020	49,8%	467.583.190	45,3 %
Total Consolidado	943.288.433	100,0%	1.032.662.084	100,0 %

(*) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

(Miles De Pesos)	Costo Explotación			
	enero - dic. 2003	% Costos 2003	enero - dic. 2004	% Costos 2004
Chocon (Argentina)	(26.588.049)	4,7%	(23.160.528)	3,7 %
Costanera (Argentina)	(52.374.094)	9,3%	(88.191.270)	14,0 %
Betania (Colombia)	(17.076.143)	3,0%	(17.963.329)	2,9 %
Emgesa (Colombia)	(105.815.368)	18,8%	(111.219.669)	17,7 %
Cachoeira (Brasil)	(25.845.502)	4,6%	(25.950.872)	4,1 %
Edegel (Perú)	(44.112.912)	7,8%	(63.778.805)	10,1 %
Nacional (*)	(292.395.795)	51,8%	(298.926.953)	47,5 %
Total Consolidado	(564.207.863)	100,0%	(629.191.426)	100,0 %

(*) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

Rentabilidad:

Indices	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003		
Rentabilidad del patrimonio	5,32 %	5,41 %	1,7 %		
Rentabilidad del activo	1,30 %	1,53 %	17,7 %		
Rend. activos operacionales	6,51 %	7,97 %	22,4 %		
Utilidad por acción (\$)	9,76	10,22	4,6 %		
Retorno de dividendos	-	0,0071			

C) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(Miles de Pesos)	dic. 2003	dic. 2004	Variac. % dic. 2004/2003	Var. Absoluta dic. 2004/2003		
Activos Circulantes	402.683.609	544.726.295	35,3 %	142.042.686		
Activos Fijos	4.784.640.348	4.474.564.659	(6,5 %)	(310.075.689)		
Otros Activos	414.645.281	298.368.412	(28,0 %)	(116.276.869)		
Total Activos	5.601.969.238	5.317.659.366	(5,1 %)	(284.309.872)		
Pasivos Circulantes	476.921.242	429.759.856	(9,9 %)	(47.161.386)		
Pasivos a Largo Plazo	2.346.875.645	2.191.610.228	(6,6 %)	(155.265.417)		
Interés Minoritario	1.248.186.585	1.127.391.301	(9,7 %)	(120.795.284)		
Patrimonio	1.529.985.766	1.568.897.981	2,5 %	38.912.215		
Total Pasivos	5.601.969.238	5.317.659.366	(5,1 %)	(284.309.872)		

Los activos circulantes aumentaron en M\$ 142.042.686, explicado principalmente por M\$ 99.704.480 de mayores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente a Atacama Finance Co.; y aumento en disponible y depósitos a plazo por M\$ 51.565.045.

La reducción de 6,5 % en los activos fijos se debe principalmente a la depreciación de un año (M\$ 170.790.295), y efecto del tipo de cambio en los activos fijos de las empresas filiales en el exterior, producto de la metodología de llevar en dólares históricos los activos no monetarios, según Boletín Técnico N° 64 en las filiales que residen en países inestables.

La reducción de 28 % en los otros activos se explica fundamentalmente por menores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas debido al traspaso del largo al corto plazo de las cuentas por cobrar a Atacama Finance Co., influyendo también la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

Los pasivos de corto plazo presentan una disminución de M\$ 47.161.386 equivalentes a un 9,9 % respecto del año anterior, que se explica fundamentalmente por una disminución en los documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas. Cabe señalar el aumento en obligaciones con bancos e instituciones financieras y cuentas por pagar.

Los pasivos a largo plazo disminuyeron en M\$ 155.265.417, equivalentes a un 6,6 %, explicado principalmente por las menores obligaciones con bancos e instituciones financieras a largo plazo producto de la refinanciación de deuda, influyendo asimismo la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

El interés minoritario disminuyó en M\$ 120.795.284 debido principalmente a la disminución de los patrimonios en las filiales extranjeras controladas en dólares bajo el Boletín Técnico N° 64.

Liquidez y endeudamiento

(Indices)	dic. 2003	dic. 2004	2004/2003	Variac. % dic. 2003		
Liquidez corriente	0,84	1,27	51,2 %	0,84		
Razón ácida	0,77	1,18	53,2 %	0,77		
Pasivo exigible / Patrimonio	1,85	1,67	(9,7 %)	1,85		
Pasivo Exigible / (Patrim. e Int. Min.)	1,02	0,97	(4,9 %)	1,02		
% Deuda corto plazo	16,9	16,4	(3,0 %)	16,9		
% Deuda largo plazo	83,1	83,6	0,6 %	83,1		

Los indicadores de liquidez de la compañía mejoran a diciembre de 2004 con respecto a diciembre de 2003. El índice de liquidez corriente a diciembre de 2004 alcanza a 1,27, aumentando en un 51,2 % con respecto al año anterior, y la razón ácida llega a 1,18, la que se compara con un 0,77 a diciembre de 2003. El mejoramiento en los índices de liquidez de la compañía se explica principalmente por los mayores activos circulantes, básicamente debido a los mayores documentos y cuentas por cobrar a la empresa relacionada Atacama Finance Co.

La razón de endeudamiento a diciembre de 2004 se ha reducido respecto a su valor a diciembre de 2003 como consecuencia del positivo desempeño operacional de la compañía, del prepago de deuda financiera y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar en el presente año.

Valor libro y valor económico de los activos

Los valores de los bienes del activo fijo, se encuentran ajustados de acuerdo a los criterios contables establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros, en las Circulares Nos. 550 y 566 de 1985.

La depreciación es calculada sobre el valor actualizado de los bienes de acuerdo con los años de vida útil restante de cada bien.

Las inversiones en empresas relacionadas se presentan valorizadas a su valor patrimonial proporcional. En el caso de las sociedades extranjeras, a contar del segundo trimestre de 1998 la aplicación de esta metodología se ha efectuado sobre estados financieros preparados conforme a la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A. G.

Los valores intangibles se encuentran corregidos monetariamente y se amortizan de acuerdo a la normativa señalada en el Boletín Técnico N° 55 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

De acuerdo al Oficio Circular N°150 del 31 de enero de 2003, de la Superintendencia de Valores y Seguros, la sociedad ha evaluado al cierre de los estados financieros del año 2002, la recuperabilidad de los activos asociados a sus inversiones, aplicando los principios de contabilidad aceptados en Chile que son los Boletines Técnicos N° 33 para activos fijos y por la jerarquía definida en el Boletín Técnico N° 56 se ha aplicado la NIC N° 36 para los mayores y menores valores relacionados con dichas inversiones.

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada período.

Las inversiones en instrumentos financieros con pactos se presentan de acuerdo a su valor de compra más la proporción de

los intereses correspondientes conforme a la tasa implícita de cada operación.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a principios y normas de contabilidad generalmente aceptados y a las instrucciones impartidas al respecto por la Superintendencia de Valores y Seguros, expuestas en Nota 2 de los Estados Financieros.

D) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

Flujo de Efectivo (Miles de Pesos)	enero-dic. 2003	enero-dic. 2004	Variación	% Var.
De la Operación	287.074.115	252.265.438	(34.808.677)	(12,1 %)
De Financiamiento	(328.937.554)	(110.099.198)	218.838.356	66,5 %
De Inversión	114.407.462	(70.924.168)	(185.331.630)	(162,0 %)
Flujo Neto del período	72.544.023	71.242.072	(1.301.951)	(1,8 %)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	167.737.846	229.878.066	62.140.220	37,0 %

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de M\$ 252.265.438, lo que representa una disminución de un 12,1 % respecto a diciembre de 2003. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del ejercicio de M\$ 83.788.756, más los cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por M\$ 152.419.599, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por M\$ 18.395.233, variaciones de pasivos que afectan al flujo de efectivo por M\$ (38.809.930), utilidades en venta de activos por M\$ 6.330.496 e interés minoritario por M\$ 42.802.276.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de M\$ 110.099.198, originado principalmente por pago de préstamos por M\$ 350.092.705, pago de obligaciones con el público por M\$ 31.109.294, pago de dividendos por M\$ 73.833.212. Lo anterior fue parcialmente compensado por obligaciones con el público por M\$ 94.648.792 y obtención de préstamos por M\$ 258.854.272.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de M\$(70.924.168), que se explica principalmente por M\$ 13.408.899 de ingresos por ventas de activo fijo; por M\$ 40.574.360 de otros ingresos de inversión, ingresos que fueron contrarrestados básicamente por M\$ 96.135.574 de incorporación de activos fijos correspondiente a la construcción de la central Ralco, y por M\$ 31.329.595 correspondientes al efecto neto de pagos y recaudaciones de préstamos de empresas relacionadas.

Flujos de Caja Provenientes del Exterior

Acumulado a dic. de 2004

Miles de Pesos	Dividendos	Red.Capital	Intereses	Amort. Intercomp.	Total
Argentina	-	-	7.190.233	13.454.169	20.644.402
Brasil	-	16.624.224	-	-	16.624.224
Colombia	8.702	-	13.473.819	70.407.119	83.889.640
Perú	10.789.934	5.070.382	-	-	15.860.315
Coligadas	-	4.805.758	7.953.426	12.755.499	25.514.683
Vehículos de Inversión	-	747.705	89.213	-	836.918
Total	10.798.635	27.248.069	28.706.691	96.616.787	163.370.183

Cifras en dólares son traducidas a pesos chilenos de acuerdo al tipo de cambio promedio del mes en que se efectuó la transacción

E) VARIACIONES MÁS IMPORTANTES EN LOS MERCADOS EN QUE OPERA LA EMPRESA

Argentina

- Durante agosto fue aprobada un alza en los precios estacionales de energía (Res 842/2004). Se establece una separación, hasta ahora no realizada, en la demanda menor a 10 kW; los residenciales mantienen el nivel de precios vigente desde febrero de 2002, los no residenciales aumentan en casi un 80 % su tarifa. Por su parte, el segmento de demanda entre 10 y 300 kW tendrá un aumento de 54 % y las demanda mayores a 300 kW recibirán un aumento de 43 %. El alza aplicó desde septiembre de 2004.
- Se ha creado, por medio de la Res SE 950/2004, un fondo fiduciario que administrado por Cammesa se usará para financiar la contratación de transporte firme y la compra de gas natural para abastecer a las centrales térmicas.
- El 17 de diciembre se cerró la convocatoria a los agentes generadores a adherir con el acuerdo impulsado por el gobierno. A la convocatoria concurrieron las principales empresas del sector, entre ellas Endesa, Total y AES entre las que concentrarían cerca de un 65% de la propiedad de las nuevas centrales que se construirían bajo este acuerdo. Cabe recordar que el acuerdo supone destinar parte de las acreencias de las generadoras que se produzcan entre enero de 2004 y diciembre de 2006 para destinarlas a la construcción de entre 800 y 1.600 MW de capacidad de generación adicional en el SADI.

Brasil

- El 31 de julio el MME publicó el decreto 5163-2004, que define un nuevo marco regulativo para el Sector Eléctrico, en especial la comercialización de energía eléctrica y el

proceso de concesiones para el ingreso de nuevas centrales. Específicamente, separa la forma de contratación de los mercados libre y regulado, estableciendo que las distribuidoras compren a través de licitaciones a ser realizadas por un ente estatal. La oferta de generación para estas licitaciones será dividida en energía existente y energía nueva (generadores que se incorporan a partir del año 2009). En septiembre, fueron divulgadas las reglas y el modelo de contrato de las subastas de energía. Tales subastas son la única forma de vender energía a las empresas distribuidoras. El 9 de diciembre fue realizado el denominado "MegaLeilão", donde se cerraron ventas a las distribuidoras por 17.008 MW-medios para el período comprendido entre el año 2005 y 2008. Los precios medios de venta referidos a diciembre de 2004 fueron de 57,5 R\$/MWh para ventas entre 2005 y 2006, 67,3 R\$/MWh para el período 2006-2008 y 75,5 R\$/MWh para 2007-2008. Cachoeira Dourada participó en la licitación, pero no se adjudicó ningún bloque de demanda.

Chile

- Se efectuó la incorporación comercial de la central Ralco al SIC a partir del 6 de septiembre con su primera unidad y el 22 de septiembre con la segunda unidad.

Colombia

- Se realizó el Convenio a la Integración Regional de Energía Eléctrica Andina entre los ministros de Minas y Energía de Colombia, Perú y Ecuador. Este convenio le permite a Colombia llegar a Ecuador con una tercera línea de interconexión y garantizar la venta de unos 100 MW en el Perú.
- La Unidad de Plantación Energética (UPME) aprobó el plan de expansión de transmisión que contempla la ampliación a 500 MW de la línea de interconexión con Ecuador, así como también un reforzamiento del sistema de transmisión nacional.

Perú

- Osinerg publicó su propuesta de reajuste de tarifas de generación de energía para el período noviembre 2004-abril 2005, confirmándose las tarifas definitivas en un aumento del 18,8% en el precio monómico en dólares respecto a la fijación tarifaria de abril de 2004.
- En diciembre, el pleno del Congreso aprobó un proyecto de ley (Ley 28447) que modifica algunos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas y deroga el DS-010-2004-EM mencionado anteriormente. De acuerdo a ello, el horizonte de cálculo de la tarifa de generación eléctrica se modificaría de cuatro a tres años (24 meses hacia el futuro y los últimos

12 meses anteriores a la fecha del cálculo). Asimismo, se contempla que las tarifas en barra serán fijadas anualmente por Osinerg y no en forma semestral. Se espera que estas modificaciones eliminen incertidumbres en la proyección de la oferta y demanda, con el fin de incentivar la construcción de nuevas centrales eléctricas, y estabilizar los precios regulados.

- El 25 de diciembre fue publicado en el Diario Oficial El Peruano el Decreto Supremo N° 045-2004-EM, en donde se aprueba el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE). En líneas generales, este reglamento se enmarca en los acuerdos suscritos tras la Decisión CAN 536 de 2002, con un esquema muy similar al aplicado entre Colombia y Ecuador.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA:

1) Mercado chileno

enero-dic. 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	Endesa Consolidada
Total generación de energía	8.632,6	1.671,5	3.464,0	2.622,3	16.390,2	406,5	16.796,8
generación hidroeléctrica	7.327,4	1.671,5	3.464,0	-	12.462,8	-	12.462,8
Generación térmica	1.305,2	-	-	2.622,3	3.927,4	406,5	4.334,0
Compras de energía	6.931,5	231,6	-	303,1	1.308,4	605,6	1.914,0
compras a empresas relacionadas	5.125,0	-	-	113,2	5.238,3	-	5.238,3
compras a relacionadas en mercado spot	687,9	231,6	-	-	919,6	-	919,6
compras a otros generadores	1.113,4	-	-	-	1.113,4	-	1.113,4
Compras al spot	5,1	-	-	189,9	195,0	605,6	800,6
Pérdidas y consumos propios	181,6	16,2	33,2	13,4	244,4	4,1	248,5
Total ventas de energía	15.382,5	1.886,9	3.430,7	2.912,0	17.454,3	1.008,1	18.462,3
Ventas a precios regulados	10.275,3	-	55,2	56,1	10.386,7	-	10.386,7
Ventas a precios no regulados	3.092,6	-	112,8	670,2	3.875,6	1.008,1	4.883,7
Ventas al mercado spot	1.669,7	-	1.312,3	210,0	3.192,0	-	3.192,0
Ventas a relacionadas en mercado spot	231,6	687,9	-	-	919,6	-	919,6
Ventas a empresas relacionadas	113,2	1.199,0	1.950,4	1.975,7	5.238,3	-	5.238,3
Participación sobre las ventas (%)	43,4 %	0,0 %	4,3 %	2,7 %	50,4 %	9,0 %	40,3 %
enero-dic. 2003 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	SIC	SING	Endesa Consolidada
Total generación de energía	8.466,2	1.681,4	3.679,0	2.263,9	16.090,5	433,8	16.524,3
generación hidroeléctrica	7.725,0	1.681,4	3.679,0	-	13.085,4	-	13.085,4
Generación térmica	741,3	-	-	2.263,9	3.005,1	433,8	3.439,0
Compras de energía	5.257,9	223,7	-	504,9	1.874,9	534,3	2.409,3
compras a empresas relacionadas	4.111,6	-	-	-	4.111,6	-	4.111,6
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
compras a otros generadores	905,1	-	-	-	905,1	-	905,1
Compras al spot	241,3	223,7	-	504,9	969,8	534,3	1.504,2
Pérdidas y consumos propios	191,4	17,2	26,2	12,8	247,7	4,9	252,6
Total ventas de energía	13.532,7	1.580,9	1.727,6	876,5	17.717,8	963,2	18.681,0
Ventas a precios regulados	8.876,9	1.011,8	52,8	52,2	9.993,8	-	9.993,8
Ventas a precios no regulados	4.036,0	0,1	122,7	647,0	4.805,8	961,2	5.767,0
Ventas al mercado spot	619,8	569,0	1.552,1	177,3	2.918,2	2,0	2.920,2
Ventas a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
Ventas a empresas relacionadas	-	307,0	1.925,2	1.879,4	4.111,6	-	4.111,6
Participación sobre las ventas (%)	42,2 %	4,9 %	5,4 %	2,7 %	55,2 %	9,2 %	43,9 %

2) Chile y otros mercados

enero-dic. 2004 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	3.432,0	8.171,0	1.853,2	10.028,0	3.262,2	4.285,2	16.796,8
generación hidroeléctrica	3.432,0	-	1.853,2	9.959,5	3.262,2	4.033,4	12.462,8
Generación térmica	-	8.171,0	-	68,4	-	251,8	4.334,0
Compras de energía	198,5	114,0	680,4	2.687,4	639,8	239,4	1.914,0
compras a empresas relacionadas	-	-	-	-	-	-	5.238,3
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	919,6
compras a otros generadores	-	-	-	142,8	-	121,0	1.113,4
Compras al spot	198,5	114,0	680,4	2.544,5	639,8	118,4	800,6
Pérdidas y consumos propios	-	312,0	-	101,4	-	197,0	248,5
Total ventas de energía	3.630,5	7.973,0	2.533,8	12.614,1	3.902,0	4.327,6	18.462,3
Ventas a precios regulados	-	-	1.207,3	5.586,8	2.853,6	1.588,7	10.386,7
Ventas a precios no regulados	988,5	866,0	-	2.941,6	544,7	1.754,5	4.883,7
Ventas al mercado spot	2.642,0	7.107,0	1.326,4	4.085,7	503,7	984,4	3.192,0
Ventas a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	919,6
Ventas a empresas relacionadas	-	-	-	-	-	-	5.238,3
Participación sobre las ventas (%)	4,4 %	9,6 %	3,9 %	19,4 %	1,2 %	23,3 %	40,3 %

enero-dic. 2003 (GWh)	Chocón	Costanera	Betania	Emgesa	Cachoeira	Edegel	Chile
Total generación de energía	4.038,0	4.090,0	1.589,3	9.204,6	3.024,3	4.458,4	16.524,3
generación hidroeléctrica	4.038,0	-	1.589,3	9.024,7	3.024,3	4.441,8	13.085,4
Generación térmica	-	4.090,0	-	179,9	-	16,6	3.439,0
Compras de energía	638,0	626,0	1.009,2	3.200,6	745,2	189,2	2.409,3
compras a empresas relacionadas	-	-	-	419,6	-	-	4.111,6
compras a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
compras a otros generadores	-	-	-	169,3	-	-	905,1
Compras al spot	638,0	626,0	1.009,2	2.611,7	745,2	-	1.504,2
Pérdidas y consumos propios	-	133,0	-	103,4	-	204,7	252,6
Total ventas de energía	4.676,0	4.583,0	2.598,2	12.302,1	3.769,6	4.442,9	18.681,0
Ventas a precios regulados	-	-	694,7	6.092,1	3.426,9	1.459,9	9.993,8
Ventas a precios no regulados	2.246,0	1.811,0	-	2.546,1	-	1.674,0	5.767,0
Ventas al mercado spot	2.430,0	2.772,0	1.483,9	3.663,9	342,7	1.309,0	2.920,2
Ventas a relacionadas en mercado spot	-	-	-	-	-	-	-
Ventas a empresas relacionadas	-	-	419,6	-	-	-	4.111,6
Participación sobre las ventas (%)	6,0 %	5,9 %	3,9 %	18,3 %	1,0 %	25,3 %	43,9 %

F. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

Argentina

- Riesgo hidrológico:** Los aportes durante el año 2004 en Argentina han sido normales (cuencas Limay, C.Cura y Neuquén) y secos (74% en las Cuencas Uruguay y Paraná). Hacia el cuarto trimestre mejoraron las afluencias en Salto Grande; sin embargo, éstas volvieron a caer los últimos días de diciembre. Los escasos deshielos de la zona sur provocaron una caída de las afluencias a los principales embalses del sistema.
- Precio de los combustibles:** En noviembre se aplicó el segundo escalón de alza del precio de gas de boca pozos, el cual fue transferido a los precios de MEM a través de la habilitación de la redeclaración de los costos variables de despacho de las unidades térmicas. Los precios mayoristas de la electricidad subieron en torno a un 10 % por este concepto.
- Variación de demanda:** La exportación a Brasil se mantiene en cero desde febrero de 2002.

Brasil

- Riesgo hidrológico:** Los aportes hidráulicos promedio en la región SurEste-Centro Oeste durante el tercer trimestre fueron superiores a la media histórica, excepto en el mes de septiembre en que se ubicaron en el 86%. Durante el cuarto trimestre se situaron en torno a la media histórica. El nivel de los embalses de todas las regiones se encuentra por sobre los niveles presentados el año 2003.
- Precio de los combustibles:** No es relevante el precio de los combustibles.

Chile

- Riesgo hidrológico:** La probabilidad de excedencia acumulada para el período abril- diciembre de 2004 es de 62,7 %, que representa una hidrología normal-seca en el Sistema Interconectado Central.
- Riesgo de combustibles:** La resolución 659 de la Secretaría de Energía Argentina que establece el actual procedimiento complementario de abastecimiento interno del gas natural, mantiene para el SING un recorte permanente desde la cuenca NorOeste, el cual ha impactado el normal despacho de las centrales de ciclo combinado, debiendo reemplazar el eventual faltante por combustibles líquidos, elevando los costos del sistema.

Las restricciones de los envíos totales de gas a Chile durante el año 2004 llegaron a un promedio equivalente de 3,8 MMm³/d en el período abril-septiembre, y se redujeron a 2,3 MMm³/d en el período octubre-diciembre. Durante este último período, las restricciones se presentan solamente en la zona norte (Tal-Tal, Nopel y Norandino). Respecto al precio del diesel y carbón, en los últimos meses han experimentado un alza en los mercados internacionales.

Colombia

- Riesgo hidrológico:** Los aportes totales del SIN de enero a diciembre del año 2004 han sido de 88 %, es decir se encuentra en condición normal. Sin embargo, los aportes para las empresas del grupo han sido excedentarios para Emgesa (119% de la media para Guavio) y deficitarios para Betania (87 % de la media).
- Precio de los combustibles:** Debido al mecanismo de declaración de ofertas, el precio de los combustibles es sólo una componente del precio declarado. Para condiciones secas, el precio declarado podría subir por la percepción de los agentes. Endesa posee generación termoeléctrica de carbón, por lo que un incremento en el precio de este combustible afectaría los costos de producción de esta central. Sin embargo, dada la condición hidrológica actual, la operación por mérito de estas centrales ha sido baja.

Perú

- Riesgo hidrológico:** Durante el año 2004, los caudales afluentes en el Río Rimac fueron un 18 % inferiores a los del año 2003, correspondiendo a un 83 % del promedio histórico (1965-2003), situándose en una categoría seca. Para los afluentes a la central Yanango, éstos fueron un 18 % inferiores a los del año 2003, es decir un 64 % del promedio histórico (categoría seca). Finalmente, para la central Chimay, los caudales del año 2004 fueron un 2 % inferiores a los de 2003, y equivalen a un 95 % del promedio histórico (categoría semi-húmeda).
- Precio de los combustibles:** El precio internacional del petróleo afecta directamente el precio de los combustibles líquidos que utilizan la mayoría de centrales térmicas, por lo cual los precios de energía en el sistema se ven afectados fuertemente y el valor de los contratos firmados disminuye.

G) ANÁLISIS DEL RIESGO CAMBIARIO Y DE TASAS DE INTERÉS

La compañía tiene un alto porcentaje de sus créditos denominados en dólares debido a que la mayor parte de las ventas en los distintos mercados donde opera presentan un alto grado de indexación a esta moneda. Los mercados de Brasil y Colombia presentan una menor indexación al dólar, por lo que las filiales en estos mercados tienen mayor endeudamiento en moneda local. En el caso de Argentina, una porción importante de los ingresos proviene de la exportación de energía a Brasil que está indexada al dólar, lo que reduce la exposición al riesgo cambiario en este país.

Sin perjuicio de esta cobertura natural al tipo de cambio, la compañía en un escenario de alta volatilidad del dólar, ha continuado con su política de cubrir parcialmente sus pasivos en esta moneda, con el objeto de atenuar las fluctuaciones que generan en los resultados las variaciones en el tipo de cambio. Considerando la importante reducción del descalce contable en los últimos años, que ha llegado a niveles prudentes, la empresa ha modificado su política de cobertura dólar-peso para establecer un descalce contable máximo admisible sobre el cual se realizarán operaciones de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2004, la empresa en términos consolidados tiene cubierto en Chile, mediante contratos forwards dólar-peso, un monto de US\$ 78 millones, comparado con US\$ 53 millones a igual fecha del año anterior. La variación se debe principalmente al aumento del descalce contable y a la modificación de la política antes señalada.

En términos de riesgo de tasa de interés, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 90 % / 10 % fijo / variable al 31 de diciembre de 2004. El porcentaje de deuda en tasa fija ha disminuido levemente si se compara con la relación 95 % / 5 % de deuda fija / variable que se tenía a igual fecha del año anterior, pero igualmente ha permitido minimizar el riesgo de las fluctuaciones en las tasas de interés.

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS EMPRESA FILIALES

238

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS EMPRESAS FILIALES

"Con excepción de los Estados Financieros y sus correspondientes Notas, la información restante contenida en la presente Memoria Anual no ha sido auditada"

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS EMPRESAS FILIALES

BALANCES GENERALES RESUMIDOS

(Al 31 de diciembre de 2003 y 2004, en miles de pesos)

Razón Social	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Empresa Eléctrica Pangue S.A.		Compañía Eléctrica Cono Sur S.A (*)	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004
Activos:						
Activos Circulantes	11.028.559	19.654.605	11.256.175	18.676.690	330.166.639	419.
Activos Fijos	327.044.569	315.342.061	167.098.983	163.167.455	2.442.607.459	2.177.
Otros Activos	185.464	201.505	527.088	511.585	249.591.674	166.
Total Activos	338.258.592	335.198.171	178.882.246	182.355.730	3.022.365.772	2.763.
Pasivos:						
Pasivos Circulantes	23.494.526	63.123.325	16.899.184	19.624.708	191.630.049	368.
Pasivos a Largo Plazo	115.597.782	81.391.661	74.450.421	84.278.872	665.085.859	386.
Interés Minoritario	-	-	-	-	1.048.764.284	941.
Capital y Reservas	180.883.295	180.883.295	73.662.947	73.662.947	895.054.929	832.
Superávit (Déficit) Período Desarrollo Filial	-	-	-	-	(8.251.569)	-
Utilidades (Pérdidas) Acumuladas	163.041	74.651	16.820	(50.755)	321.884.934	221.
Resultados del Ejercicio	46.943.144	27.870.640	38.094.663	4.839.958	(73.284.290)	12.
Dividendos Provisoria (menos)	(28.823.196)	(18.145.401)	(24.241.789)	-	(18.518.424)	-
Total Pasivos y Patrimonio	338.258.592	335.198.171	178.882.246	182.355.730	3.022.365.772	2.763.

ESTADOS DE RESULTADOS RESUMIDOS

(Por los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2004, en miles de pesos)

Razón Social	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Empresa Eléctrica Pangue S.A.		Compañía Eléctrica Cono Sur S.A (*)	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004
Resultado Operacional:						
Ingresos de Explotación	75.022.775	81.343.886	43.777.813	46.296.174	359.903.121	416.
Costos de Explotación	(23.634.380)	(28.022.666)	(17.212.150)	(24.880.460)	(192.849.926)	(218.
Márgen de Explotación	51.388.395	53.321.220	26.565.663	21.415.714	167.053.195	197.
Gastos de Administración y Ventas	(157.772)	(151.933)	(307.875)	(275.049)	(12.764.706)	(13.
Resultado de Operación	51.230.623	53.169.287	26.257.788	21.140.665	154.288.489	184.
Resultado No Operacional:						
Ingresos fuera de Explotación	4.216.797	255.028	9.637.823	285.579	55.273.866	40.
Egresos fuera de Explotación	(11.154.757)	(29.923.326)	(2.107.098)	(14.749.784)	(78.598.643)	(93.
Corrección Monetaria y Diferencia de Cambio	4.073.797	7.662.644	6.564.664	1.487.862	(136.363.264)	(34.
Total Resultado No Operacional	(2.864.163)	(22.005.654)	14.095.389	(12.976.343)	(159.688.041)	(87.
Impuesto a la Renta	(1.423.316)	(3.292.993)	(2.258.514)	(3.324.364)	(49.537.850)	(63.
Items extraordinarios	-	-	-	-	-	-
Interés Minoritario	-	-	-	-	(33.891.507)	(34.
Amortización Mayor Valor	-	-	-	-	15.544.619	13.
Resultado del Ejercicio	46.943.144	27.870.640	38.094.663	4.839.958	(73.284.290)	12.

(*) Estados financieros consolidados

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO RESUMIDOS

(Por los años terminados el 31 de diciembre de 2003 y 2004, en miles de pesos)

Razón Social	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Empresa Eléctrica Pangue S.A.		Compañía Eléctrica Cono Sur S.A (*)	
	2003	2004	2003	2004	2003	2004
Flujo neto originado por actividades de operación						
Flujo neto originado por actividades de operación	56.028.577	59.819.036	38.188.334	15.579.117	144.089.081	105.2
Flujo neto originado por actividades de financiamiento	(56.028.552)	(59.226.875)	(38.472.639)	(12.092.598)	(119.266.769)	(96.7
Flujo neto originado por actividades de inversión	3.666	(592.234)	346.462	(3.572.010)	17.375.292	19.9
Flujo neto total positivo (negativo) del período	3.691	(73)	62.157	(85.491)	42.197.604	28.4
Efecto de la inflación sobre el efectivo y efectivo equivalente	(3.150)	(1.394)	7.866	(497)	3.145.643	3.7
Variación neta del efectivo y efectivo equivalente	541	(1.467)	70.023	(85.988)	45.343.247	32.2
Saldo inicial de efectivo y efectivo equivalente	3.601	4.142	16.400	86.423	70.655.201	115.9
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	4.142	2.675	86.423	435	115.998.448	148.2

(*) Flujos de efectivo consolidados

DECLARACION DE RESPONSABILIDAD

242

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los Directores de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N° 30, de fecha 10 de noviembre de 1989, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros.



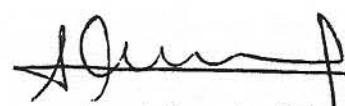
Luis Rivera Novo
Presidente del Directorio
R.U.T.: 48.071.010-K



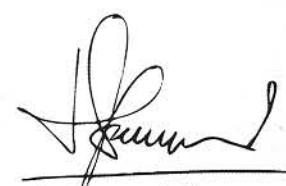
Antonio Pareja Molina
Vicepresidente del Directorio
Pasaporte Español: 24280698-N



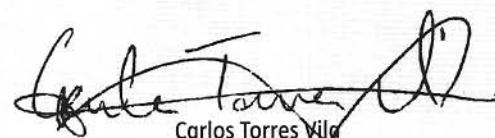
Jaime Bodzá Bauzá
Director
R.U.T.: 4.455.704-5



Ignacio Blanco Fernández
Director
Pasaporte Español: 39666793-G



Enrique García Álvarez
Director
Pasaporte Español: 00368833-M



Carlos Torres Vila
Director
Pasaporte Español: 50710025-Q



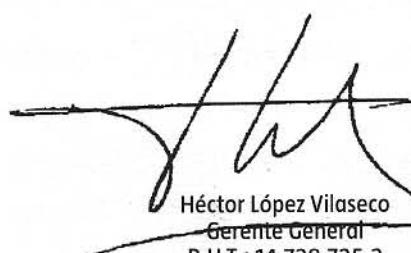
Andrés Regué Godall
Director
Pasaporte Español: 36885079-W



Antonio Tuset Jorrot
Director
R.U.T.: 4.566.169-5



Leonidas Vial Echeverría
Director
R.U.T.: 5.719.922-9



Héctor López Vilaseco
Gerente General
R.U.T.: 14.738.725-3

endesa chile
E⁺



Santa Rosa 76, Santiago - Chile
Tel. (56 2) 630 9000, Fax: (56 2) 635 4720