

SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Washington, D.C. 20549

FORMULARIO 20-F

LA DECLARACIÓN DE INSCRIPCIÓN DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 12 (b) O 12(g) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES (“*THE SECURITIES EXCHANGE ACT*”) DE 1934

O

EL INFORME ANUAL DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA *SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934* (“LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934”)

Para el cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002

O

EL INFORME DE TRANSICIÓN DE CONFORMIDAD A LO DISPUESTO EN LA SECCIÓN 13 O 15(d) DE LA LEY DE LA BOLSA DE VALORES DE 1934

Para el período de transición de _____ hasta _____

Archivo N° 1-13240 de la Comisión

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

(Nombre exacto de la entidad Registrada según se especifica en su escritura social)

NATIONAL ELECTRICITY
COMPANY OF CHILE, INC.

(Traducción al inglés del nombre de la entidad Registrada)

CHILE

(Jurisdicción de la sociedad u organización)

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Teléfono. (562) 630-9000

(Dirección de la Casa Matriz)

Los valores registrados o a registrarse según lo estipulado en la Sección 12(b) de la Ley:

Denominación de cada clase	Nombre de cada bolsa en que están registradas
Acciones <i>American Depositary Shares</i>	<i>New York Stock Exchange</i> (Bolsa de Nueva York)
Acciones	<i>New York Stock Exchange*</i> (Bolsa de Nueva York)

* Los valores están registrados sólo con relación al registro de las *American Depositary Shares* y no para fines de cotizaciones, de conformidad a lo dispuesto por *The Securities and Exchange Commission* (“SEC”).

Valores registrados o a registrarse según lo dispuesto en la Sección 12(g) de la Ley: Ninguno

Valores para los cuales existe la obligación de informar según lo dispuesto en la Sección 15(d) de la Ley:

US\$ 150.000.000	7,200%	Documentos con vencimiento en el año 2006
US\$ 230.000.000	7,875%	Documentos con vencimiento en el año 2027
US\$ 220.000.000	7,325%	Documentos con vencimiento en el año 2037
US\$ 200.000.000	8,125%	Documentos con vencimiento en el año 2097
US\$ 400.000.000	7,750%	Documentos con vencimiento en el año 2008
US\$ 400.000.000	8,502%	Documentos con vencimiento en el año 2009

Indique el número de acciones en circulación de cada clase de capital social o de acciones sociales del emisor a partir del cierre del período cubierto en la memoria anual: Acciones ordinarias: 8.201.754.580.

Marque con una X si la entidad registrada (1) ha llenado todos los informes a ser entregados según lo dispuesto en la Sección 13 o 15(d) de la Ley de la Bolsa de Valores de 1934 durante los 12 meses anteriores (o para el período más corto para el cual se le requería a la entidad registrada entregar dicho(s) informe(s), y (2) ha estado sujeta a dichos requisitos de registro durante los últimos 90 días:

SÍ NO

Marque con una X el ítem que indique las declaraciones financieras por la cual la entidad registrada ha optado:

ÍTEM 17 ÍTEM 18

ÍNDICE

	<u>Página</u>
Introducción.....	2
Información Financiera	2
Términos Técnicos	3
Cálculo de la Participación Económica	3
Declaraciones respecto a lo que se prevé en el Futuro (" <i>Forward-Looking</i> ").....	3
PARTE I	
Ítem 1. Identidad de Directores, Gerencia General y Asesores.....	5
Ítem 2. Estadísticas de Oferta y Calendario Anticipado.....	5
Ítem 3. Información Esencial.....	5
Ítem 4. Información de la Compañía.....	19
Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Prospectos.....	65
Ítem 6. Directores, Gerencia General y Empleados	87
Ítem 7. Principales Accionistas y Transacciones con Partes Relacionadas.....	93
Ítem 8. Información Financiera.....	94
Ítem 9. La Oferta y Cotización.....	101
Ítem 10. Información Adicional.....	103
Ítem 11. Divulgación de Información Cuantitativa y Cualitativa del Riesgo de Mercado.....	120
Ítem 12. Descripción de Valores que no sean Acciones Ordinarias.....	123
PARTE II	
Ítem 13. Incumplimientos, Atrasos en el Pago de Dividendos y Morosidades	124
Ítem 14. Modificaciones Sustanciales a los Derechos de los Titulares de Valores y el Uso de las Ganancias	124
Ítem 15. Controles y Procedimientos	124
Ítem 16. Reservado	124
PARTE III	
Ítem 17. Estados Financieros	125
Ítem 18. Estados Financieros	125
Ítem 19. Anexos.....	125

INTRODUCCIÓN

De acuerdo al uso que se les da en el presente informe anual del Formulario 20-F, los pronombres personales de primera persona plural, tales y como “nosotros”, “nos” o “nuestro(a)”, se refieren a Endesa-Chile y a sus filiales consolidadas a no ser que el contexto indicare lo contrario. De no indicarse lo contrario, nuestra participación en nuestras principales filiales y compañías coligadas se expresa en términos de nuestra participación económica al 31 de diciembre de 2002.

Información Financiera

Toda referencia a “dólares”, “dólares US”, “\$” o a “US\$” que se hace en este informe anual del Formulario 20-F se refiere a dólares de los Estados Unidos de América y toda referencia a “pesos” o “Ch\$” se refiere al peso chileno, la moneda legal de la República de Chile; toda referencia a “Ar\$” o a los pesos argentinos se refiere a la moneda legal de la República de Argentina; toda referencia a “R\$”, “reales” o “reais” se refiere a los reales brasileños, la moneda legal de la República de Brasil; toda referencia a “soles” se refiere a los soles peruanos, la moneda legal de Perú; y toda referencia a “CPS” o al peso colombiano se refiere a la moneda legal de Colombia y toda referencia a la “UF” se refiere a las Unidades de Fomento, a no ser que se especificare lo contrario. La Unidad de Fomento es una unidad monetaria chilena denominada en pesos e indexada a la inflación. La UF se fija diariamente por adelantado sobre la base de los cambios registrados en la tasa de inflación del mes anterior. Al 31 de diciembre de 2002, 1 UF era equivalente a Ch\$ 16.744,12 y su equivalente en dólares US era US\$23,30 al 31 de diciembre de 2002, utilizando el Tipo de Cambio Observado informado por el Banco Central de Chile para el 31 de diciembre de 2002 de Ch\$718,61 por US\$1.00.

Los estados financieros consolidados auditados de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., o Endesa-Chile (la “Compañía”), y, a no ser que se indicare lo contrario, otra información financiera relacionada con la Compañía contenida en el presente documento, se presentan en pesos chilenos constantes de conformidad a las normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile (“GAAP chileno”) y a los reglamentos de la Superintendencia de Valores y Seguros (“SVS”). Los datos expresados en pesos chilenos para todos los períodos incluidos en los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para el cierre de los tres ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2002, se expresan en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre de 2002. Véase la Nota 2(b) a los estados financieros consolidados auditados contenidos en el presente documento. Para fines de la contabilidad chilena, los ajustes inflacionarios se calculan sobre la base de la convención “mes de desfase” que utiliza un factor de ajuste por inflación basado en el Índice de Precios al Consumidor chileno (“IPC chileno”), publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas de Chile. Por ejemplo, el ajuste por inflación aplicable al año calendario 2002 sería la diferencia porcentual entre el IPC chileno de noviembre de 2001 y el IPC chileno de noviembre de 2002. Según se aplican a la Compañía, el GAAP chileno conlleva algunas diferencias significativas con respecto a los principios contables generalmente aceptados en Estados Unidos (“GAAP US”). Véase la Nota 34 a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía contenidos en otra parte del presente informe anual para obtener una descripción de las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP US, de como se relacionan con la Compañía y una reconciliación con el GAAP US de la utilidad neta y de patrimonio para los períodos indicados y a las fechas indicadas. Es posible que ciertos montos no cuadren dado el redondeo.

Para los efectos del GAAP chileno, consolidamos los resultados de operación de una empresa definida como “filial” en la Ley N° 18.046. Con el fin de consolidar una empresa, en general, debemos cumplir con uno de dos criterios:

- Controlar, directa o indirectamente, más del 50% de las acciones con derecho a voto en dicha empresa; o
- Designar o contar con la autoridad de designar a la mayoría del Directorio de dicha empresa si controlamos el 50% o menos de las acciones con derecho a voto de dicha empresa.

Endesa-Chile consolida todas sus filiales operacionales chilenas. En Argentina, Endesa-Chile consolida la empresa hidroeléctrica Hidroeléctrica El Chocón S.A. (“El Chocón”) y la empresa termoeléctrica Central Costanera S.A. (“Costanera”). En Colombia, Endesa-Chile consolida las empresas generadoras Hidroeléctrica Betania S.A. (“Betania”) y Emgesa S.A. E.S.P. (“Emgesa”). Endesa-Chile también consolida la empresa hidroeléctrica Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. (“Cachoeira Dourada”) en Brasil y la empresa generadora Edegel S.A. (“Edegel”) en Perú. Debido a los ajustes de consolidación, los datos financieros que presentamos con relación a

nuestras filiales consolidadas pueden ser sustancialmente distintos a aquellos presentados por nuestras filiales consolidadas en forma individual.

Para la comodidad del lector, el presente informe anual contiene la conversión al dólar US de ciertos montos expresados en pesos, a tipos de cambio específicos. A no ser que se indicare lo contrario, el equivalente del dólar US, para la información presentada en pesos chilenos, se basa en el Tipo de Cambio Observado, según se define en “Ítem 3. Información Esencial –A. Datos Financieros Seleccionados – Tipos de Cambio”. La Reserva Federal de Nueva York no publica un tipo de cambio del medio día para el peso chileno. No se hace ninguna representación indicando que los montos expresados en pesos chilenos o en dólares US en el presente informe anual pudiesen haberse convertido o podrían convertirse en dólares US o pesos chilenos, según sea el caso, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Véase “Ítem 3. Información Esencial –A. Datos Financieros Seleccionados – Tipos de Cambio”.

Términos técnicos

En el presente documento, toda referencia a “GW” y “GWh” se refiere a gigawatt y a gigawatt hora, respectivamente; toda referencia a “MW” y “MWh” se refiere a megawatt y a megawatt hora, respectivamente; toda referencia a “kW” y “kWh” se refiere a kilowatt y a kilowatt hora, respectivamente; y toda referencia a “kV” se refiere a kilovolt. A no ser que se indicare lo contrario, las estadísticas presentadas en el presente informe anual que dicen relación con las instalaciones de generación eléctrica se expresan en MW, en el caso de la capacidad instalada de dichas instalaciones, y en GWh, en el caso de la producción anual acumulada de electricidad de dichas instalaciones. Un GW = 1.000 MW, y un MW = 1.000 kW. Las estadísticas relacionadas con la producción anual acumulada de electricidad se expresan en GWh y se basan en un año de 8.760 horas. Las estadísticas relacionadas con la capacidad instalada y la producción de la industria eléctrica no incluyen la electricidad de las empresas auto productoras. Las estadísticas relacionadas con nuestra producción no incluyen la electricidad consumida por nosotros.

Las pérdidas energéticas se calculan sobre la base de doce meses móviles al:

- Restar el número de GWh de energía vendida del GWh total de energía comprada y auto generada dentro de un período de doce meses; y
- Calcular el porcentaje de la cantidad resultante con respecto al número total de GWh de energía comprada y auto generada dentro del mismo período de doce meses.

Cálculo de participación económica

En el presente informe anual se hacen referencias a la “participación económica” de Endesa-Chile en sus empresas filiales o coligadas. En aquellas circunstancias donde la Compañía no es dueña directa de su participación en una filial o empresa coligada, la participación económica de Endesa-Chile en dicha filial o empresa coligada se calcula al multiplicar el porcentaje de la participación accionaria de la Compañía en una filial o empresa coligada de propiedad directa por el porcentaje de la participación accionaria de cualquier entidad en la cadena accionaria de dicha filial o empresa coligada. Por ejemplo, si Endesa-Chile tiene una participación del 60% en una filial de propiedad directa y dicha filial tiene una participación del 40% en una empresa coligada, la participación accionaria económica de Endesa-Chile en dicha empresa coligada sería el 24%.

A la fecha del presente informe anual, Enersis S.A. (“Enersis”), un holding que participa en la generación, transmisión y distribución de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, era el propietario en usufructo, directo o indirecto, del 60% del capital social en circulación de Endesa-Chile.

Declaraciones de proyecciones con respecto al futuro

El presente informe anual contiene declaraciones que constituyen o que pueden constituir declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro. Estas declaraciones aparecen continuamente en el presente informe anual e incluyen las declaraciones referentes a nuestras intenciones, creencias y expectativas, que incluyen, entre otros:

- Nuestro programa de inversiones de capitales;
- Nuestro Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico;
- Las tendencias que afectan nuestra condición financiera o resultados de operación;
- Nuestra política de dividendos;
- El impacto futuro de la competencia y la regulación;
- Las condiciones políticas y económicas en aquellos países donde operamos o podemos operar en el futuro y donde nuestras compañías relacionadas operan o pueden operar en el futuro;
- Cualquier declaración precedida por, seguida por o que incluye las palabras “cree”, “espera”, “prevé”, “anticipa”, “pretende”, “estima”, “debería”, “puede” o expresiones similares; y
- Otras declaraciones contenidas o incorporadas en el presente informe anual por medio de referencias, relacionadas con temas que no se tratan de hechos históricos.

Dado que dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, los resultados reales pueden diferir significativamente con respecto a aquellos expresados o implicados en dichas declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro. Aquellos factores que pueden ocasionar diferencias significativas con respecto a los resultados reales son los que se indican a continuación, entre otros:

- Nuestra capacidad de implementar las inversiones propuestas, que incluye nuestra capacidad de asegurar financiamiento cuando se requiera;
- La naturaleza y el ámbito de la competencia futura en nuestros principales mercados;
- Los desarrollos políticos, económicos y demográficos en los mercados emergentes de los países de América Latina en los cuales realizamos una gran parte de nuestra actividad comercial; y
- Los factores mencionados posteriormente en la sección “Factores de Riesgo”.

No se debe confiar completamente en dichas declaraciones, las cuales sólo se refieren a lo ocurrido a la fecha en la que se confeccionaron. Nuestros contadores públicos independientes no han estudiado ni preparado los estados de proyecciones con respecto al futuro, y por ende, no garantizan el contenido de dichas declaraciones. Se debería tener en cuenta estas declaraciones admonitorias junto con cualquier otra declaración de proyecciones con respecto al futuro escrita u oral que pudiéremos publicar en el futuro. No asumimos ninguna obligación de divulgar públicamente modificaciones que pudiesen aplicarse a las declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro contenidas en el presente informe anual con el fin de reflejar eventos o circunstancias posteriores o para reflejar la ocurrencia de eventos no anticipados.

Para todas estas declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro, solicitamos la protección de puerto seguro para declaraciones respecto a lo que se prevé en el futuro contenida en la Ley de Reforma de Litigio de Valores Privados (“*Private Securities Litigation Reform Act*”) de 1995.

PARTE I

Ítem 1. Identidad de directores, gerencia general y asesores

No se aplica.

Ítem 2. Estadísticas de oferta y calendario anticipado

No se aplica.

Ítem 3. Información esencial

A. Datos financieros seleccionados

El siguiente resumen de datos financieros y operacionales seleccionados y consolidados debe leerse junto con, y se justifica en su totalidad por medio de referencias a, los estados financieros consolidados auditados de la Compañía incluidos en el presente informe anual. Los estados financieros consolidados auditados son preparados de conformidad al GAAP chileno y a los reglamentos de la SVS, los cuales, en su forma conjunta, difieren significativamente en algunos aspectos del GAAP US. La Nota 34 a los estados financieros consolidados auditados presenta una descripción de las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP US además de una reconciliación con el GAAP US de la utilidad neta y el patrimonio total para los períodos y las fechas indicados. Los datos financieros a partir de o para cada uno de los cinco períodos terminados al 31 de diciembre de 2002 en la tabla a continuación, se han recalculado en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre de 2002.

Todas las cifras, salvo las proporciones y los datos operacionales, se expresan en millones. Para la comodidad del lector, el presente informe anual incluye la conversión al dólar US de algunos montos expresados en pesos chilenos a tipos de cambio específicos. A no ser que se indicare lo contrario, la equivalencia en dólares US para información expresada en pesos chilenos se basa en el Tipo de Cambio Observado, el cual, según informó el Banco Central, se situó en Ch\$718,61 por US\$1,00 el 31 de diciembre de 2002. Del mismo modo, todas las cifras presentadas en dólares US, al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2002, se convierten al Tipo de Cambio Observado de Ch\$718,61 por US\$1,00. La Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio de compra del medio día para el peso chileno. No se hace ninguna petición indicando que los montos expresados en pesos chilenos o en dólares US en el presente informe anual pudiesen haberse convertido o podrían convertirse en dólares US o en pesos chilenos, a dicho tipo de cambio o a cualquier otro tipo de cambio. Para obtener mayor información sobre los tipos de cambio históricos, véase “-Tipos de Cambio”.

En el 2000, vendimos nuestra empresa de transmisión de electricidad, Transelec, y producto de dicha venta, esta compañía ya no se refleja en nuestros estados financieros a partir del 31 de diciembre del 2000 y para dicho año. Consolidamos las otras principales filiales operacionales de nuestra propiedad antes del 1998. La consolidación de todas las compañías se ha hecho de conformidad al GAAP chileno.

La información descrita en la tabla a continuación incluye los cambios realizados a ciertas políticas contables para el cierre de los cinco años y al 31 de diciembre de 2002, los cuales impactan en la comparabilidad que a continuación se presenta. El 1 de enero de 2002, la Compañía adoptó nuevas políticas contables aplicables a la contabilidad de los impuestos diferidos de acuerdo a un nuevo sistema contable en Chile. Véase “Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Prospectos-Políticas Contables Críticas-Utilidad e Impuestos Diferidos”.

Al cierre o para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de

	1998	1999	2000	2001	2002	2002
	(Corregido para cambios en la corrección monetaria y expresado en millones de pesos chilenos constantes al 31 de diciembre, salvo las proporciones y los datos operacionales)					(millones de US\$)(1)
DATOS DEL ESTADO DE RESULTADOS						
CONSOLIDADOS						
GAAP Chileno:						
Ingresos de explotación	925.845	957.319	937.650	1.045.280	938.099	1.305
Costo de explotación	(550.482)	(721.818)	(637.296)	(662.608)	(555.586)	(773)
Gastos de administración y ventas	(43.225)	(49.563)	(33.425)	(34.696)	(36.289)	(50)
Resultado de explotación.....	332.139	185.939	266.929	347.976	346.224	482
Utilidad (pérdida) inversiones empresas relacionadas neta	343	1.775	678	(9.947)	8.570	12
Amortización menor valor de las inversiones.....	(6.361)	(7.008)	(7.245)	(8.269)	(108.562)	(151)
Ingreso (gasto) financiero neto.....	(156.024)	(194.131)	(237.484)	(216.732)	(197.554)	(275)
Corrección monetaria (2).....	(26.936)	(92.372)	(3.730)	(10.167)	3.555	5
Otros ingresos (gastos) fuera de explotación netos.....	(7.860)	(58.888)	211.705	(2.684)	(19.436)	(27)
Resultado antes de impuesto sobre la renta, interés minoritario y amortización mayor valor de las inversiones	135.301	(164.687)	230.853	100.177	32.797	46
Impuesto sobre la renta.....	(29.886)	(34.036)	(88.484)	(39.912)	(70.628)	(98)
Pérdida extraordinaria	—	—	—	—	(10.930)	(15)
Interés minoritario	(86.054)	(34.905)	(68.581)	(34.016)	(46.478)	(65)
Amortización mayor valor de las inversiones.....	32.177	37.128	41.137	45.911	85.920	120
Utilidad neta (pérdida).....	51.537	(196.499)	114.925	72.160	(9.319)	(13)
Utilidad neta (pérdida) por acción.....	6.10	(23.26)	14.01	8.80	(1.14)	—
Utilidad neta (pérdida) por ADS (3)	183.02	(697.81)	420.35	263.94	(34.09)	—
Dividendos devengados por acción (4).....	2.33	—	1.01	0.97	—	—
Dividendos devengados por ADS en US\$ (3) (4) (5).....	0.12	—	0.04	0.04	—	—
Promedio ponderado acciones en circulación (millones).....	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	—
GAAP US:						
Resultado de explotación.....	328.925	194.984	328.299	504.241	183.937	256
Utilidad inversiones empresas relacionadas	(3.898)	(3.666)	823	(27.333)	29.431	41
Impuestos a la renta	(43.525)	(17.163)	(110.529)	(113.947)	(78.907)	(110)
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas.....	13.427	(220.073)	96.856	30.465	(75.146)	(105)
Utilidad (pérdida) de operaciones discontinuas antes de impuestos e interés minoritario.....	(2.441)	1.852	433	474	275	—
Utilidad neta (pérdida).....	10.986	(218.221)	97.289	30.939	(74.871)	(104)
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por acción	1.64	(26.84)	11.81	3.71	(9.16)	—
Utilidad neta (pérdida) de operaciones discontinuas por acción.....	(0.30)	0.23	0.05	0.06	0.03	—
Utilidad neta (pérdida) por acción.....	1.34	(26.61)	11.86	3.77	(9.13)	—
Utilidad neta (pérdida) de operaciones continuas por ADS.....	48.01	(781.85)	354.26	111.43	(274.86)	—
Utilidad neta (pérdida) de operaciones discontinuas por ADS	(9.00)	6.90	1.58	1.73	1.01	—
Utilidad neta (pérdida) por ADS (3)	39.01	(774.95)	355.85	113.16	(273.85)	—
DATOS DEL BALANCE GENERAL						
CONSOLIDADO						
GAAP Chileno:						
Activos totales	5.988.766	6.397.842	6.016.568	6.361.571	6.524.201	9.079
Deuda de largo plazo.....	2.662.511	3.161.552	2.757.569	2.803.098	2.461.130	3.425
Interés minoritario	1.415.808	1.344.698	1.306.336	1.432.580	1.498.231	2.085
Patrimonio total	1.475.385	1.261.279	1.376.897	1.446.549	1.430.635	1.991
GAAP US:						
Activos totales	5.952.821	6.358.214	5.954.927	5.932.798	6.415.258	8.927
Deuda a largo plazo	2.843.597	3.357.064	2.971.624	2.658.278	2.822.731	3.928
Interés minoritario	1.403.320	1.330.186	1.273.137	1.461.355	1.524.915	2.122
Patrimonio total	1.256.216	1.026.140	1.106.676	1.126.294	1.054.196	1.467
OTROS DATOS FINANCIEROS						
CONSOLIDADOS						
GAAP Chileno:						

Al cierre o para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de

	1998	1999	2000	2001	2002	2002
	(Corregido para cambios en la corrección monetaria y expresado en millones de pesos chilenos constantes al 31 de diciembre, salvo las proporciones y los datos operacionales)					(millones de US\$)(1)
Inversiones (6).....	279.055	148.606	89.663	52.972	134.858	188
Depreciación y amortización.....	160.721	185.052	169.553	152.803	307.628	428

- (1) Las cantidades en pesos chilenos han sido llevadas a dólar al tipo de cambio de Ch\$718,61 por dólar US, el Tipo de Cambio Observado el 31 de diciembre de 2002.
- (2) Se modificó el método contable para la corrección monetaria modificada en 1998. Véase “Ítem 5: Revisión Operativa y Financiera y Prospectos. Resultado de Explotación–Corrección Monetaria” e “Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Prospectos. A. Resultado Operativo–Políticas Contables Críticas–Boletín Técnico N° 64”.
- (3) Las cantidades por ADS en millones de pesos chilenos constantes se determinan al multiplicar las cantidades por acción por 30 (1 ADS = 30 acciones). Las cantidades por acción en millones de dólares US se determinan al dividir las cantidades por ADS por 30.
- (4) Este cuadro detalla los dividendos devengados en cualquier año dado, y no necesariamente pagados ese mismo año.
- (5) Las cantidades en dólares US se calculan al aplicar el tipo de cambio de dólar US en la fecha correspondiente al pago de los dividendos a las cantidades en pesos nominales.
- (6) Las inversiones no incluyen inversiones en acciones de empresas y la incorporación de activos de filiales en etapas de desarrollo.

Tipos de cambio

Las fluctuaciones cambiarias entre el peso chileno y el dólar US afectarán la equivalencia en dólares US del precio de las acciones ordinarias en pesos chilenos de Endesa-Chile, sin valor nominal (las “Acciones” o “Acciones Ordinarias”), de la Compañía en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Corredores de Valparaíso (colectivamente, las “Bolsas Chilenas”), y, en consecuencia, probablemente tendrán un impacto en el precio de mercado de los ADS de la Compañía. Dichas fluctuaciones afectarán también la conversión del peso chileno al dólar US de los dividendos en efectivo relacionados con las Acciones representadas por los ADS. Adicionalmente, en la medida que los pasivos financieros de la Compañía se denominen en monedas extranjeras, las fluctuaciones cambiarias pueden tener un impacto significativo en las ganancias.

La Ley Orgánica del Banco Central de Chile No. 18.840, promulgada en 1989, (“Ley del Banco Central”) liberalizó la capacidad de vender y comprar divisas extranjeras en Chile. Antes de 1989, la ley permitía la compraventa de divisas extranjeras sólo en aquellos casos explícitamente autorizados por el Banco Central. Actualmente, el Banco Central puede exigir que ciertas transacciones de compraventa de divisas extranjeras se realicen en el Mercado Cambiario Formal, un mercado compuesto por bancos y otras entidades explícitamente autorizados por el Banco Central. La compraventa de divisas extranjeras, las cuales, en general, se pueden transar fuera del Mercado Cambiario Formal, puede hacerse en el Mercado Cambiario Informal, el cual constituye un mercado de divisas reconocido en Chile. Tanto el Mercado Cambiario Formal e Informal se mueven en función de las fuerzas del libre mercado. Las monedas extranjeras orientadas a los pagos y distribuciones asociadas con los ADS, se pueden comprar en el Mercado Cambiario Formal o en el Mercado Cambiario Informal, sin embargo, dichos pagos y distribuciones deben remitirse necesariamente a través del Mercado Cambiario Formal.

Para los efectos de las operaciones del Mercado Cambiario Formal, el Banco Central autónomo de Chile fija un tipo de cambio referencial (“dólar acuerdo”), el cual se fija a diario, tomando en consideración la inflación interna y externa además de las variaciones de paridad entre el peso chileno y cada una de estas monedas: el dólar US, el yen japonés y el Euro, en una proporción de 80:5:15, respectivamente. Con el fin de mantener el tipo de cambio promedio dentro de un cierto rango, el Banco Central interviene al comprar o vender la moneda extranjera en el Mercado Cambiario Formal. Diariamente, el Banco Central informa y publica en los diarios chilenos el tipo de cambio observado (dólar observado), el cual se calcula al sacar el promedio ponderado de las transacciones realizadas el día laboral anterior en el Mercado Cambiario Formal.

El Mercado Cambiario Informal refleja las transacciones realizadas a tipos de cambio informales (el “Tipo de Cambio Informal”) por parte de entidades sin la autorización expresa para operar en el Mercado Cambiario Formal (por ejemplo, ciertas casas de cambio, agencias de viaje, entre otros). En el Mercado Cambiario Informal, no se imponen restricciones a las fluctuaciones del tipo de cambio por encima o por debajo del dólar observado. Se ha observado que desde 1993, típicamente, el dólar observado y el tipo de cambio informal han mantenido valores con una diferencia del 1%. El 31 de diciembre de 2002, el tipo de cambio informal fue Ch\$720,50, o 0,23% mayor que el dólar observado publicado que fue Ch\$718,61 por US\$1,00.

En la tabla que aparece a continuación, se presentan algunos datos presentados por el Banco Central respecto al dólar observado, los cuales se aplican a los períodos y fechas indicados. No se hace ninguna petición indicando que los montos expresados en pesos chilenos o en dólares US en el presente Formulario 20-F pudiesen haberse convertido o podrían convertirse en dólares US o pesos chilenos, según sea el caso, a los tipos de cambio indicados o a cualquier otro tipo de cambio. La Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio del medio día para el peso chileno. El dólar observado el 20 de junio de 2003 era Ch\$705,75 = US\$1,00.

<u>Año</u>	Dólar Observado (1) (Ch\$ por US\$)			Cierre del período
	Bajo(2)	Alto(2)	Promedio(3)	
1998.....	439,58	475,41	462,20	472,41
1999.....	468,69	550,93	512,85	530,07
2000.....	501,04	580,37	542,08	573,65
2001.....	557,13	716,62	637,57	654,79
2002.....	641,75	756,56	692,32	718,61
<u>Últimos seis meses</u>				
2003				
Enero	709,22	738,87		
Febrero.....	733,10	755,26		
Mazo.....	725,79	758,21		
Abril.....	704,42	729,78		
Mayo	694,22	714,10		
Junio (hasta el 20 de junio de 2003)	705,24	717,40		

Fuente: Banco Central de Chile.

- (1) Refleja el peso chileno a valores históricos en lugar de pesos chilenos constantes.
- (2) Los tipos de cambio constituyen los valores altos y bajos diarios efectivos para cada período.
- (3) El promedio de los tipos de cambio en el último día de cada mes durante el período.

B. Capitalización y endeudamiento

No se aplica.

C. Motivos que explican la oferta y el uso de ganancias

No se aplica.

D. Factores de riesgo

Los factores de riesgo relacionados con Endesa-Chile

Los cambios realizados en los reglamentos gubernamentales pueden imponer costos operacionales adicionales y pueden ocasionar una disminución en los ingresos.

Dada su calidad de entidad de servicio público, Endesa-Chile está sujeta a una amplia regulación tarifaria junto con otros aspectos asociados con nuestra actividad comercial en los países en los cuales operamos. El marco regulatorio actual aplicable a la industria eléctrica existe en Chile desde el año 1982, en Argentina desde 1992, en Perú desde 1993, en Colombia desde 1994 y en Brasil desde 1997. El Congreso Nacional de Chile está en el proceso de discutir y modificar el marco regulatorio del sector eléctrico mediante una discusión del proyecto denominado la Ley Corta. Si bien ha habido una amplia discusión en los medios respecto de la Ley Corta, no podemos prever si se aplicarán modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico ni en qué consistirían dichas modificaciones, en caso de su promulgación, ni los plazos ni el alcance de la legislación. Dichas modificaciones podrían tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad al aumentarse los costos asociados con la generación eléctrica y/o al disminuirse los ingresos recaudados de nuestras actividades de generación. Además, las modificaciones a la Ley Eléctrica de Chile, adoptadas en junio de 1999, hicieron aumentar los costos comerciales de las generadoras eléctricas chilenas, en particular, las hidrogenadoras como Endesa-Chile. Las modificaciones incluyeron un sistema de multas escalonadas para las empresas que no cumplen con los reglamentos, incluyendo multas máximas

equivalentes a aproximadamente US\$5 millones, la obligación de pagar el 25% de todas las multas pendientes antes de que se pueda presentar una apelación, y compensaciones obligatorias otorgadas a los usuarios regulados afectados por los cortes eléctricos. No podemos asegurar que estas modificaciones no tendrán un impacto negativo en nuestra rentabilidad futura al producirse un aumento en los costos asociados con la generación eléctrica.

Posterior a la crisis eléctrica brasileña en el 2001, el Comité para la Revitalización del Modelo del Sector Eléctrico del anterior gobierno federal de Brasil anunció varias medidas orientadas a la revitalización del sector eléctrico con el fin de asegurar un mayor nivel de competencia, instar a una mayor inversión y mejorar la transparencia de las reglas que regulan estos servicios. Sin embargo, estas propuestas no se implementaron debido a los cambios políticos en Brasil. El nuevo poder ejecutivo ha iniciado una nueva fase de estudios con el fin de determinar los cambios necesarios al marco regulatorio eléctrico. El objetivo de esta nueva reestructuración del marco regulatorio es simplificar la operación del sector eléctrico, proporcionar una estabilidad a largo plazo, dar significado al concepto del proveedor de servicios y redefinir los roles importantes de los sectores público y privado. Todavía no es posible predecir cuál sería la naturaleza y la magnitud de las reformas y, por ende, no podemos cuantificar su efecto potencial en las empresas de nuestra propiedad.

También estamos sujetos a los reglamentos ambientales, los cuales, entre otras cosas, exigen que la Compañía realice un estudio de impacto ambiental para cada proyecto futuro y que obtenga los permisos regulatorios. Tal como es el caso de cualquier compañía regulada, no se puede asegurar que las autoridades del gobierno vayan a aprobar dichos estudios ambientales, ni que la oposición pública no vaya a ocasionar atrasos ni modificaciones en el proyecto propuesto, ni que las leyes o reglamentos no vayan a sufrir modificaciones ni ser interpretados de tal forma que tengan un efecto adverso en las operaciones de la Compañía o en sus planes para las compañías en las que tiene inversiones.

Nuestra actividad comercial depende mucho de las condiciones hidrológicas

Una porción sustancial de nuestras operaciones en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú se relaciona con la hidrogenación y, por siguiente, dependemos de las condiciones hidrológicas que prevalecen en el tiempo en las zonas geográficas donde operamos. En particular, nos exponemos a los riesgos descritos a continuación.

Condiciones de sequía pueden dañar nuestra rentabilidad

Durante los períodos de sequía, la electricidad proveniente de las generadoras térmicas se despacha con mayor frecuencia, incluyendo la electricidad que proviene de aquellas generadoras que operan con gas natural y carbón. Durante dichos períodos, Endesa-Chile está obligada a comprar electricidad de los productores térmicos en la medida que la propia producción de Endesa-Chile no le sea suficiente para cumplir con sus obligaciones contractuales. El costo de estas compras en el mercado spot puede superar el precio contractual al que Endesa-Chile vende la electricidad, lo que ocasiona una pérdida.

Con el propósito de disminuir, en alguna medida, los efectos de una sequía futura prolongada, Endesa-Chile modificó su política comercial en el 2000, disminuyendo sus niveles de ventas de energía para que calcen mejor con la cantidad de energía firme asociada con su capacidad instalada, dándole prioridad a sus clientes que más pagan, a las empresas industriales y a las distribuidoras que exigen mayores volúmenes de energía, limitando las ventas a los clientes regulados. A pesar de que Endesa-Chile implementó este cambio orientado a disminuir el impacto de un período de sequía prolongada, no podemos garantizar que este cambio a la política comercial vaya a proteger a Endesa-Chile de las consecuencias negativas de un período de sequía prolongada.

Es posible que Endesa-Chile tenga que pagar multas regulatorias relacionadas con la operación de su negocio durante condiciones de sequía.

Es posible que tengamos que pagar multas regulatorias relacionadas con la operación de nuestro negocio durante condiciones de sequía. Según lo dispuesto en la ley chilena vigente, es posible que se nos exija el pago de tres tipos de multas regulatorias indicadas a continuación, durante los períodos de racionamiento eléctrico impuestos por las autoridades chilenas:

- Nuestras actividades de generación pueden estar sujetas a multas regulatorias que fluctúan entre 1 Unidad Tributaria Mensual (“UTM”), o aproximadamente US\$ 44, y 10.000 Unidades Tributarias Anuales (“UTA”), o aproximadamente US\$5 millones. Cualquier empresa bajo la supervisión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile, o la SEC chilena, está sujeta a estas multas, que se aplican a aquellos casos en los cuales la SEC determina la existencia de fallas operacionales que afectan al suministro regular de energía en el sistema. Las compañías bajo de supervisión de la SEC chilena pueden apelar estas multas.
- Si se requiere que nuestras filiales de generación en Chile compren electricidad en el mercado spot durante el período en que un decreto de racionamiento está en efecto, se les exigirá el pago de un “costo de falla” fijado por las autoridades.
- Si cualquier usuario final de electricidad en Chile no recibe su electricidad durante cualquier período de racionamiento declarado, dicho usuario debería recibir un “pago de compensación” que sería igual al “costo de falla” fijado por las autoridades regulatorias.

Si las autoridades regulatorias imponen la política de racionamiento producto de las condiciones hidrológicas adversas en los países donde operamos, nuestra actividad comercial, condición financiera y resultados de explotación pueden verse negativamente afectados de manera sustancial.

No podemos garantizar la inexistencia de los períodos de racionamiento en el futuro y, como consecuencia, no podemos asegurarles que no estaremos obligados a pagar las multas regulatorias si no logramos entregar un servicio adecuado.

Nuestra actividad comercial podría verse afectada por las propuestas que se han sometido a la consideración del Congreso Nacional de Chile respecto de nuestros derechos de agua.

Aproximadamente el 74% de la capacidad instalada de Endesa-Chile corresponde a la generación hidroeléctrica. Endesa-Chile posee derechos de agua concedidos por la Dirección General de Aguas de Chile para el suministro de agua de los ríos y lagos en la cercanía de sus instalaciones productivas. Bajo la ley vigente, los derechos de agua de la Compañía son de una duración ilimitada, son derechos de propiedad absolutos e incondicionales y no están sujetos a ningún cambio adicional. Actualmente el Congreso Nacional de Chile está considerando una propuesta para modificar las leyes que regulan los derechos de agua. Bajo la propuesta, la Compañía tendría que pagar una patente por los derechos de agua previamente otorgados pero no utilizados por cada año que siguen sin aprovechamiento. No podemos predecir si, o en qué forma, se aprobará dicha revisión propuesta a las leyes que rigen los derechos de agua. En caso de aprobarse, no se puede asegurar que no tendría un efecto sustancial adverso en la Compañía o en sus operaciones.

Endesa-Chile depende en parte de los pagos de sus filiales y empresas coligadas para poder cumplir con sus obligaciones de pago.

El pago de dividendos y distribuciones de las filiales y empresas coligadas de Endesa-Chile representa una fuente de fondos importantes para la Compañía. Con el fin de pagar sus obligaciones, la Compañía depende en parte del ingreso de dividendos, distribuciones y otros flujos de capital que recibe de sus filiales. Los derechos de los acreedores de las filiales de la Compañía, incluyendo los acreedores comerciales y bancos y otras instituciones prestamistas de sus filiales, tendrán prioridad sobre los acreedores de la Compañía, con respecto a los activos y el flujo de caja de dichas filiales. Al 31 de diciembre de 2002, el endeudamiento total de las filiales de la Compañía, incluyendo los documentos por pagar, ascendió a Ch\$1.799.000 millones.

En abril de 2003, la Companhia Eléctrica de Estado de Goiás S.A. (“CELG”), el único cliente de la filial brasileña Cachoeira Dourada de Endesa-Chile, recibió un dictamen preliminar y provisional que le permitió suspender sus pagos estipulados bajo un contrato de compra mínima obligada (“take-or-pay”) a largo plazo con Cachoeira Dourada. Actualmente estamos a la espera del dictamen final de la decisión de abril 2003 y no tenemos ninguna garantía que la decisión final sea favorable para Cachoeira Dourada. Una decisión no favorable ocasionaría la pérdida de pagos por parte de Cachoeira Dourada de su único cliente, lo que puede impactar la capacidad de Cachoeira Dourada de pagar los dividendos a Endesa-Chile.

En enero de 2003, Companhia Paranaense de Energia – COPEL (“Copel”) dejó de hacer los pagos a la Companhia de Interconexão Energética (“CIEN”). CIEN, una empresa no consolidada en la cual Endesa-Chile tiene una participación de 45%, comercializa energía a Copel bajo un contrato de suministro de potencia y energía suscrita en 1999. Además, CIEN comercializa su energía a tres empresas brasileñas adicionales. El no pago de Copel se debió al supuesto inequilibrio económico y financiero de los contratos de 1999. Copel exigió además una revisión de los precios previamente acordados. Endesa-Chile estima que los actuales pagos pagaderos por Copel a CIEN hasta la fecha, ascienden a aproximadamente US\$100 millones, conforme con las facturas de suministro y los reembolsos de costos para los meses de enero a mayo de 2003. Esta suma estimada incluye el interés y las multas estipulados por contrato. El resultado de estas discusiones podría materializarse en una modificación de los términos y las condiciones contractuales, todo lo cual dependerá del resultado de las negociaciones entre los clientes y los proveedores involucrados.

CEMSA, una empresa no consolidada en la cual Endesa-Chile tiene una participación de 45%, comercializa energía a CIEN. El 6 de junio del 2003, CIEN notificó a CEMSA que para el mes de mayo del 2003, sólo haría un pago parcial correspondiente a los acuerdos asociados a la Segunda Línea de Interconexión Brasil-Argentina. Dicho pago parcial sería igual a todos los acuerdos celebrados entre las partes de la Segunda Línea de Interconexión Brasil-Argentina salvo el de Copel. CIEN había restado todo el monto relacionado con Copel ya que su cliente, COPEL Distribuição S.A. (“Copel Distribuição”) no ha dado cumplimiento con los pagos a CIEN asociados con este acuerdo. Como consecuencia, CEMSA notificó a Costanera, la filial argentina de Endesa-Chile, que CEMSA sólo podría hacer un pago parcial de 20% para los acuerdos asociados con la Segunda Línea de Interconexión Brasil-Argentina. Dicho pago parcial de 20% significaría 69 MW del total de 344 MW asociados con los acuerdos relativos a la Segunda Línea de Interconexión Brasil-Argentina. Endesa-Chile estima que si CEMSA redujera en un 20% sus pagos a Costanera para lo que queda del 2003, el alcance potencial del impacto en Endesa-Chile sería una reducción aproximada de US\$15 millones en ingresos por año, a lo más. Cabe señalar que los contratos de Costanera para los 750MW correspondientes a la Primera Línea de Interconexión Brasil-Argentina no se verían afectados por el pago parcial de Copel con relación a la Segunda Línea de Interconexión.

De acuerdo a circunstancias especiales, el pago de dividendos y distribuciones que nos hacen nuestras filiales y empresas coligadas está sujeto a restricciones de emergencia dictadas por parte del poder ejecutivo, las autoridades chilenas, el Banco Central local u otros organismos estatales, a restricciones legales y contractuales, tales como los requisitos de reserva legal, los criterios de capital e ingresos retenidos y otras restricciones, y dependen además de las ganancias y los flujos de caja de nuestras filiales. Algunas restricciones adicionales aguas arriba incluyen lo siguiente:

- Edegel S.A.A. en Perú y Betania en Colombia donde se prohíbe la distribución de dividendos en casos de incumplimiento de pago de ciertos créditos;
- Costanera (la filial argentina de Endesa-Chile) donde se prohíbe la distribución de dividendos, las reducciones de capital, el pago de interés y deuda inter-compañía en casos que ciertas deudas estén activas;
- Betania en Colombia donde se prohíbe el pago de las deudas inter-compañías a no ser que Betania consiguiera fondos adicionales provenientes de la venta de activos o de reducciones de capital de sus filiales (Emgesa), además se prohíbe el pago de interés inter-compañía si cualquier pago programado de su crédito sindicado está vencido o en incumplimiento; y
- Argentina, que limitó el pago de dividendos al exterior durante el 2002 y hasta febrero del 2003.

Desconocemos la existencia de otras restricciones legales sustanciales que se aplican al pago de dividendos o de distribuciones a nosotros en las distintas jurisdicciones donde nuestras filiales y empresas coligadas sustanciales operan, aparte de las restricciones de costumbre que limitan el pago de dividendos al monto de las utilidades netas e ingresos por percibir. No podemos garantizar que no se vayan a imponer futuras restricciones legales ni que no vayan a surgir adicionales restricciones contractuales en el futuro.

La construcción de nuevas instalaciones puede verse afectada por los factores comúnmente asociados a tales proyectos.

Los factores que pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de construir nuevas instalaciones incluyen:

- Atrasos en la obtención de permisos regulatorios, incluyendo permisos ambientales.
- Oposición local por parte de grupos políticos y étnicos;
- Cambios en el precio o escasez de equipos, materiales o mano de obra;
- Desastres naturales, accidentes, circunstancias imprevistas, condiciones climáticas adversas que pueden atrasar el término de centrales, cambios adversos en el ambiente político y regulatorio de los países en los cuales Endesa-Chile y sus compañías coligadas operan; y
- la incapacidad de obtener financiamiento a tasas razonables.

Cualquiera de estos factores puede ocasionar un atraso en el cumplimiento de todo o parte del programa de inversiones de capital de la Compañía y puede aumentar los costos de los proyectos contemplados.

Es posible que no podamos implementar por completo nuestras estrategias principales.

El futuro resultado operacional de la Compañía dependerá de manera significativa de su capacidad de implementar por completo las estrategias principales, a saber, la reducción de costos operacionales y financieros. El éxito de nuestra estrategia orientada a una significativa reducción de costos, generalmente dependerá de numerosos factores que incluyen el costo y la disponibilidad de financiamiento y de las eficiencias operacionales que se han presupuestado para nuestras filiales. De no tener éxito la Compañía en cualquiera de estas estrategias, pueden verse negativamente afectados su rentabilidad y el valor de sus acciones y otros valores. La capacidad de la Compañía de llevar adelante estas estrategias puede verse negativamente afectada por una variedad de factores que incluyen:

- La incapacidad de expandir nuestra cobertura en un mercado cada vez más regional;
- La incapacidad de mejorar la eficiencia operacional de nuestros negocios existentes; y
- El surgimiento de más competidores en los cinco países donde operamos.

Cumplimiento con nuestro Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico y la garantía de la liquidez requerida para hacer pagos sobre los bonos de emisión pública.

En octubre de 2002, el Directorio de Endesa-Chile aprobó por voto unánime un plan de fortalecimiento financiero y económico (el “Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico”) con el fin de mejorar nuestra estructura de patrimonio, refinanciar nuestra deuda bancaria y tratar el tema de liquidez a corto plazo. En particular, el Directorio reconoció que el nivel de apalancamiento de Endesa-Chile, no consolidado, era demasiado alto, y que los créditos sindicados y bancarios bilaterales otorgados a Endesa-Chile por un monto acumulado total de más de US\$743 millones, vencería durante el período 2003 a 2004, y que dos de los bonos públicos emitidos por nuestras filiales vencerían entre mayo y julio del 2003, lo que representa un potencial riesgo de liquidez para Endesa-Chile y sus filiales consolidadas en su totalidad.

Los dos bonos públicos antes mencionados se refieren a las bonos de 7,3% por US\$170 millones con vencimiento el 1 de mayo del 2003, emitidos en 1996 por Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (el “Bono Yankee de Pehuenche”), y a los bonos con una tasa flotante a tres años por €400 millones emitido en el 2000 por Endesa-Chile Internacional (“Endesa-Chile MTN”), y que vencen el 24 de julio de 2003. Al momento de este informe anual, ya se había pagado el Bono Yankee de Pehuenche al momento de su vencimiento, y las obligaciones asociadas con el otro valor ascienden a aproximadamente US\$381 millones, considerando que Endesa-Chile MTN utilizó un Swap en dólares.

Con el fin de mejorar la estructura del patrimonio de la Compañía y resolver los problemas de liquidez, se desarrolló el Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico que contempla las siguientes tres etapas:

- (a) la desinversión de ciertos activos, incluyendo la planta hidroeléctrica Empresa Eléctrica Canutillar (“Canutillar”), ciertos activos de transmisión eléctrica, la compañía de la autopista de peajes Infraestructura Dos Mil S.A. (“Infraestructura 2000”), las instalaciones portuarias en Puerto Patache, y nuestra casa matriz ubicada en Santa Rosa 76, Santiago;
- (b) el refinanciamiento bancario de todos los acuerdos bancarios de créditos sindicados emitidos a Endesa-Chile y la mayor parte de los acuerdos crediticios bilaterales, todos los cuales vencen en 2003 y 2004, por un total acumulado de US\$743 millones; y
- (c) el refinanciamiento del proyecto GasAtacama, con el fin de reemplazar parte de la actual deuda que la Compañía mantiene con los propietarios del proyecto con un financiamiento externo proporcionado por bancos internacionales.

Al momento de este informe anual, ya se había implementado una porción sustantiva del Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico. Véase “Ítem 4. Información de la Compañía — B. Vista General del Negocio — Estrategia Comercial — Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico”.

Independiente de nuestro progreso significativo con la implementación del Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico hasta la fecha y desde su anuncio en octubre del 2002, no se puede garantizar que Endesa-Chile vaya a poder cumplir con el plan.

En conexión con lo anteriormente indicado en punto (b), el 15 de mayo del 2003 Endesa-Chile firmó un nuevo acuerdo crediticio a cinco años con un consorcio de bancos por US\$743 millones con el fin de refinanciar la mayor parte de su deuda bancaria que, de no haber suscrito dicho acuerdo, habría vencido en 2003 y 2004. Este mecanismo crediticio a cinco años tiene un plazo de gracia de 30 meses previos al inicio de período de reembolso del principal. El mecanismo crediticio a cinco años establece estrictas disposiciones que requieren que Endesa-Chile aplique al prepago de dicho mecanismo, la mayor parte de las ganancias derivadas de la venta de activos, la emisión de acciones o las emisiones de deuda. Establece además algunas cláusulas de incumplimiento cruzado que se aplicarían en caso del incumplimiento en relación con cualquiera de los endeudamientos de Endesa-Chile, o de algunas de sus filiales importantes, con sumas por pagar iguales a o mayor que los US\$30 millones después del término de los plazos de gracias aplicables (de haberlos). Para obtener mayor información respecto de nuestro refinanciamiento, las restricciones que significan los arreglos de deuda de Endesa-Chile sobre la capacidad de la Compañía de llevar a cabo ciertas actividades y las condiciones del endeudamiento, véase “Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Prospectos — B. Liquidez y Recursos de Capital”.

Factores de riesgo asociados a Argentina

La actual situación macroeconómica y política en Argentina, junto con los recientes cambios a los reglamentos afectando nuestras filiales argentinas, podrían afectar la capacidad de nuestras filiales argentinas de cumplir con sus obligaciones.

El 6 de enero de 2002, el Congreso argentino aprobó la Ley de Emergencia Pública y Reforma a la Ley de Regulación Cambiaria No. 25.561 (“Ley de Emergencia Económica”). La Ley de Emergencia Económica modificó la ley que había pegado el peso argentino a la paridad del dólar US desde abril del 1991. La Ley de Emergencia Económica dio la facultad al Poder Ejecutivo Federal de implementar, entre otras cosas, medidas monetarias, financieras y cambiarias adicionales para superar la crisis económica a mediano plazo como la creación de un sistema para determinar el tipo de cambio al cual se puede intercambiar el peso argentino por divisas extranjeras. Por medio de la Ley de Emergencia Económica se declaró una emergencia pública en temas sociales, económicos, administrativos, financieros y de divisas extranjeras y se confirió al Poder Ejecutivo Federal el privilegio absoluto bajo la ley hasta el 10 de diciembre de 2003. Esta ley también impuso la conversión de las obligaciones denominadas en dólares al peso argentino a una tasa de AR\$1 por US\$1 (con algunas excepciones) y autorizó la renegociación obligada de los contratos de servicios públicos y derogó lo siguiente:

- (a) La anterior Ley de Convertibilidad que fijó la paridad del peso argentino, o Ar\$, con el dólar de Estados Unidos de América, o US\$, en 1 a 1 y que ahora permite que el Ar\$ se devalúe con relación al US\$;
- (b) La misma paridad 1 a 1 en relación con cualquier tarifa de servicio público que requiera un ajuste cambiario;
- (c) El reconocimiento de mecanismos de indexación de inflación provenientes de otros países y de cualquier otro mecanismo de indexación a aplicarse a las tarifas de los servicios públicos.

Por medio de Decretos del Poder Ejecutivo, algunas de las modificaciones cambiarias de mayor relevancia que se han introducido aparecen a continuación:

- (a) La creación de un mercado cambiario que permite que el Ar\$ flote libremente, salvo para las intervenciones del Banco Central de Argentina o para la venta de divisas extranjeras;
- (b) Se han dictado ciertas restricciones al acceso pleno de los fondos depositados en instituciones financieras;
- (c) La conversión de los depósitos bancarios en US\$ a Ar\$ a un tipo de cambio de US\$ 1 = Ar\$ 1,4 mientras que las obligaciones en US\$, o las deudas incurridas con las instituciones financieras bajo la supervisión argentina hasta el 6 de enero de 2002, se mantienen a una paridad fija de US\$ 1 = Ar\$ 1, con ciertos ajustes estabilizadores posteriores;
- (d) Todo contrato negociado en forma privada antes del 6 de enero de 2002 se ha convertido a Ar\$ a la paridad fija de US\$ 1 = Ar\$.

La Ley de Emergencia Económica creó un desequilibrio en la ecuación económica y financiera de las compañías argentinas. La actual devaluación y la derogación de la Ley de Emergencia Económica y de la práctica que permitió fijar ciertas tarifas al dólar (y su sustitución con la obligación de fijar las tarifas al peso argentino, a lo que denominamos la pesificación en este informe anual) ocasionaron un déficit en los ingresos que produjo un flujo de caja inadecuado para las actividades del sector eléctrico. Las tarifas de electricidad no consideran el costo real de los servicios suministrados, y los precios de energía en el Mercado horario no reflejan los costos marginales de la generación según se establece en los reglamentos anteriores (Ley 24.065).

Producto de la actual crisis macroeconómica que afecta a Argentina y de las modificaciones a los reglamentos que afectan nuestras filiales argentinas, tal como se describe a continuación en el segmento dedicado a los factores de riesgos, no podemos garantizar que nuestras filiales argentinas puedan obtener los recursos financieros para repagar o refinanciar su deuda de corto plazo ni que vayan a cumplir con las obligaciones a las cuales están sujetas bajo los acuerdos crediticios y otros contratos financieros. Pensamos que nuestros intereses económicos se han visto seriamente afectados y que no podemos garantizar que estos eventos no tengan un efecto adverso sustancial en nuestra condición financiera o en nuestro resultado operacional. Una porción sustancial de nuestro endeudamiento financiero está sujeta a las disposiciones de incumplimiento cruzado tal como se mencionó en el factor de riesgo arriba descrito titulado “Cumplimiento con nuestro Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico y la garantía de la liquidez requerida para hacer pagos sobre los bonos de emisión pública”. Para obtener mayor información sobre las disposiciones de incumplimiento cruzada establecidas en virtud de nuestro mecanismo crediticio a cinco años, véase “Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Prospectos — B. Liquidez y Recursos de Capital”.

El Banco Central de Argentina recientemente levantó las restricciones sobre la transferencia de fondos al exterior de Argentina, pero las puede volver a imponer. Dichas restricciones podrían impedirles a nuestras filiales la distribución del dividendo y el pago del principal de algunas de sus deudas externas a medida que vengzan.

Desde el 3 de diciembre del 2001 hasta la fecha, el estado argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario que incluyeron restricciones sobre la libre transferencia de fondos depositados en bancos y restricciones estrictas sobre la transferencia de fondos al exterior, con ciertas excepciones para las transferencias relacionadas con el comercio exterior y otras transacciones autorizadas. Las restricciones que exigían la previa autorización del Banco Central de Argentina para la transferencia de fondos al exterior con el fin de hacer pagos de principal y/o interés, las cuales estaban vigentes en el 2002, se redujeron en forma progresiva durante el periodo comprendido entre enero y mayo del 2003 y se eliminaron por completo el 6 de mayo del 2003.

Adicionalmente, se pueden transferir los fondos al exterior sin la previa autorización del Banco Central de Argentina para pagar los dividendos que corresponden a los períodos anteriores siempre que los contadores independientes hayan certificado los estados financieros para dicho período.

A pesar de lo anterior, no se puede garantizar que el Banco Central de Argentina no vaya a exigir nuevamente la previa autorización para la transferencia de fondos al exterior para el pago de principal y/o interés por parte de cualesquiera de nuestras filiales argentinas a sus acreedores extranjeros o para el pago de dividendos de nuestras filiales argentinas a sus accionistas.

En caso de que el Banco Central de Argentina volviera a imponer restricciones sobre la transferencia de fondos al exterior, impidiendo que nuestras filiales argentinas pagasen el principal de algunos de sus deudas exteriores, una porción sustancial de nuestras obligaciones puede ser vencida y pagadera, a no ser que se logre el financiamiento fuera de Argentina y que fuere disponible para nuestras filiales argentinas o que ellas pudieren renegociar, u obtener una renuncia respecto del endeudamiento que estaría sujeto a dichas restricciones. Si se vuelven a imponer restricciones parecidas, no podemos garantizar que nuestras filiales argentinas sean capaces de obtener el financiamiento nuevo o que puedan renegociar u obtener renunciaciones respecto del endeudamiento sujeto a las restricciones de divisas extranjeras.

Como parte de la política para nuestras filiales argentinas, siempre que no se resuelvan los principales problemas del sector eléctrico, principalmente hacemos pagos de interés cuando éstos vencen y conseguimos el refinanciamiento continuo para la mayor parte de nuestra deuda activa. No hay ninguna garantía que nuestros acreedores vayan a seguir aceptando este refinanciamiento continuo del principal cuando éste llegue a su vencimiento.

Las autoridades argentinas implementaron una serie de medidas de control monetario y cambiario que tuvieron y que pueden seguir teniendo un impacto negativo en nuestros resultados operacionales y en la condición financiera en Argentina.

La Ley de Emergencia Económica y otras restricciones a divisas extranjeras impuestas en Argentina (descritas anteriormente) tuvieron un impacto adverso en la condición económica y financiera de Hidroeléctrica El Chocón S.A. (“El Chocón”) debido a la pesificación de todos los contratos negociados de manera privada y de los precios de energía en el mercado spot, ya que esta filial de generación de Endesa-Chile tiene contratos de suministro de energía eléctrica con clientes en la República de Argentina y opera en el Mercado Eléctrico Minorista de Argentina. La pesificación de los contratos de El Chocón, junto con la devaluación del peso, tuvieron un impacto adverso significativo en la utilidad neta de El Chocón.

Los factores de riesgo asociados a Chile

Nuestro negocio depende de la economía chilena y nuestros ingresos dependen de su desempeño.

Una parte significativa de los activos y las operaciones de la Compañía se encuentran de Chile y, por consiguiente, su condición financiera, junto con su resultado operacional, de alguna manera depende de las condiciones económicas existentes de vez en cuando en Chile. La economía chilena creció en un 2,1% en el 2002 comparado con un aumento de 3,1% en el 2001 y un aumento de 4,2% en el 2000. Hace poco el Banco Central reclasificó sus criterios para las estimaciones de crecimiento, y las cifras para 2000, 2001 y 2002 presentadas en este documento se diferencian de aquellas presentadas en versiones anteriores del informe anual. Las últimas proyecciones del Banco Central para los años 2003 y 2004 corresponden a crecimientos del PIB de entre 3,0% y 4,0% y mayor que el 4,0%, respectivamente (“Informe Política Monetaria del Banco Central”, mayo 2003). No podemos asegurar que dicho crecimiento se logre en 2003 y 2004 ni que la tendencia de crecimiento siga en el futuro ni que los futuros desarrollos de la economía chilena no perjudiquen nuestra capacidad de seguir con nuestros planes estratégicos y que no tengan un impacto en nuestra condición financiera o resultado operacional. La condición financiera de la Compañía y su resultado operacional pueden verse afectados por cambios en las políticas económicas o políticas del estado chileno, que ha ejercido y continúa ejerciendo una influencia significativa en muchos aspectos del sector privado. Adicionalmente, la condición financiera de la Compañía y su resultado operacional pueden verse afectados por otros desarrollos políticos y económicos en Chile, además de los cambios regulatorios o las prácticas administrativas implementadas por las autoridades chilenas, sobre los cuales la Compañía no tiene control.

Una mayor inflación en Chile puede tener un impacto adverso en nuestro resultado operacional.

Si bien la inflación chilena ha sido moderada en los últimos años, Chile ha experimentado altos niveles de inflación en el pasado. Vale decir que altos niveles de inflación podrían tener un efecto adverso en la economía chilena e, indirectamente, en el valor de las acciones ordinarias y los ADS de Endesa-Chile. La tasa de inflación fue 27,3% en 1990, aunque bajó a un dígito en 1994, y ha mantenido una disminución constante a 2,3% en 1999. El IPC chileno para los 12 meses terminados al 31 de diciembre de 2002, se situó en un 2,8%, y las fuentes oficiales del gobierno esperan que el IPC 2003 sea aproximadamente el 3,0% para 2003 y 2004. En términos históricos, una parte importante de los gastos de la Compañía se han denominado en pesos chilenos y cualquier aumento futuro de la inflación chilena podría ocasionar una alza significativa en los gastos de la Compañía. Como consecuencia, el nivel de inflación en Chile puede afectar la condición financiera y el resultado operacional de la Compañía.

Endesa-Chile piensa que una inflación moderada no debería afectar significativamente su actividad en Chile. Las tarifas eléctricas en Chile, tanto para la generación como la distribución, contienen mecanismos de indexación cuyo objetivo es la neutralización de los efectos inflacionarios. Sin embargo, la Compañía no está en condiciones de asegurar que ni el desempeño de la economía chilena, ni su resultado operacional ni el valor de sus acciones y otros valores emitidos por ella, no se verán negativamente afectados por un aumento significativo en el nivel de inflación ni que la inflación chilena no aumentará mucho más que los niveles actuales.

Los riesgos cambiarios pueden tener un efecto adverso en el resultado operacional de Endesa-Chile y en los dividendos en dólares US pagaderos a los titulares de los ADS de Endesa Chile.

En el pasado, el peso chileno ha estado sujeto a grandes devaluaciones y puede estar sujeto a fluctuaciones significativas en el futuro. En términos históricos, una porción importante del endeudamiento de la Compañía se ha denominado en dólares US y, si bien una porción sustancial de sus ingresos se relaciona en parte con el dólar US, las fluctuaciones futuras en el tipo de cambio del peso chileno con el dólar US u otras monedas en las cuales la Compañía recibe ingresos o desembolsa gastos, pueden afectar su condición financiera y resultado operacional.

Las transacciones bursátiles en Chile de las acciones ordinarias, que son la base de los ADS, se realizan en pesos. El depositario recibirá las distribuciones en efectivo que nosotros hacemos con respecto a las acciones en pesos. El depositario convertirá dichos pesos en dólares US al tipo de cambio existente en ese momento con el fin de hacer los pagos de dividendos y otras distribuciones con relación a los ADS. Si el valor del peso cayera frente al US\$, se disminuirá el valor de los ADS y de cualquier distribución a recibir del depositario.

Las normas de divulgación de información corporativa, de gobernabilidad y las normas contables chilenas pueden proporcionar información diferente a la que se proporcionaría bajo las normas US.

Las leyes de valores de Chile que rigen las compañías abiertas o públicamente transadas, como Endesa-Chile, establecen requisitos de divulgación de información que son más limitantes que los de Estados Unidos en algunos aspectos importantes. Los mercados de valores en Chile no están tan altamente regulados ni supervisados como los mercados de valores en Estados Unidos. También existen diferencias importantes entre las normas de informes contables y financieros de Chile y EE.UU. Por ende, los estados financieros y las ganancias presentados generalmente muestran diferencias con respecto a aquellos presentados sobre la base de las normas contables y de publicación de informes de EE.UU. Véase la Nota 34 a nuestros estados financieros consolidados auditados para obtener una mayor descripción de las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP US respecto de la forma en que se relacionan con los estados financieros de la Compañía, más una reconciliación del GAAP chileno y del GAAP US de la utilidad neta y patrimonio total para los períodos y a las fechas allí indicadas.

La falta de liquidez relativa y la volatilidad de los mercados de valores chilenos podrían afectar negativamente el precio de las acciones ordinarias y los ADS de Endesa Chile.

Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los principales mercados de valores en los Estados Unidos. Adicionalmente, los mercados de valores chilenos pueden verse afectados significativamente por los desarrollos de otros mercados emergentes, en particular en otros países latinoamericanos. La poca liquidez del mercado chileno puede perjudicar la capacidad de los titulares de ADS de vender sus acciones ordinarias de Endesa-Chile retiradas del programa ADS al mercado chileno en la cantidad, precio y momento en que quieran hacerlo. Si bien nuestra compañía es una de compañías chilenas con mayor

actividad respecto a las transacciones bursátiles, Endesa-Chile no puede asegurar que dicha liquidez vaya a continuar en el futuro ni que las cotizaciones de Endesa-Chile continuarán clasificándose entre las más activas.

Pueden no tener éxito las demandas presentadas en contra de la Compañía fuera de Chile o los reclamos en contra de la Compañía que se basan en conceptos legales extranjeros.

Si cualquier accionista, incluyendo a los titulares de ADS, presentare una demanda en Estados Unidos en contra de los ejecutivos, directores o expertos de Endesa-Chile, puede ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas y puede ser difícil para ellos hacer cumplir un fallo legal dictado en los tribunales de Estados Unidos basado en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas que si una acción original se pudiese levantar con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes de valores federales de Estados Unidos.

Los factores de riesgo asociados al resto de América Latina

Es probable que las fluctuaciones económicas en Latinoamérica afecten el resultado operacional de Endesa-Chile.

Todas nuestras operaciones se encuentran ubicadas en Latinoamérica. Si bien originalmente la Compañía sólo operaba en Chile, ha expandido su alcance operacional en toda América Latina a través de adquisiciones e inversiones estratégicas. En la actualidad, la Compañía genera una parte significativa de su ingreso de explotación y de su resultado de explotación consolidados fuera de Chile. Por consiguiente, sus ingresos consolidados son muy sensibles al desempeño de la economía latinoamericana en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales tienen un impacto adverso en las economías de cualesquiera de los países en los cuales la Compañía opera o tiene inversiones, la condición financiera y el resultado operacional de la Compañía podrían verse negativamente afectados.

Los mercados financieros y de valores latinoamericanos han demostrado una volatilidad importante desde octubre 1997, reflejando el riesgo creado por la debilidad de los precios de productos básicos (“*commodities*”) globales y el desaceleramiento del crecimiento económico global. Generalmente, los países latinoamericanos han respondido frente a estos factores externos, incluida la especulación de divisas, ampliando o eliminando las bandas cambiarias, aumentando las tasas de interés y restringiendo las políticas fiscales. Las economías latinoamericanas, incluyendo toda economía en la que Endesa-Chile tiene inversiones, han experimentado efectos adversos recientes producto de una variedad de factores internos y externos.

Los mercados financieros y de valores latinoamericanos están, en distintos grados, influenciados por las condiciones de mercado y económicas de otros países con mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas varían de país en país, las reacciones de los inversionistas frente a los desarrollos en un país en particular, pueden tener un efecto importante en los emisores de valores en otros países, incluyendo Chile. La Compañía no puede asegurar que los mercados financieros y de valores no continuarán siendo afectados adversamente por los sucesos producidos en otras partes, particularmente en otros mercados emergentes, o que dichos efectos no tendrán un impacto en el valor de las acciones ordinarias ni en los ADS de Endesa-Chile ni en el rendimiento de las tasas de interés en los mercados secundarios asociados a los bonos públicos registrados de Endesa-Chile.

Chile sigue clasificado como “A-” por Standard & Poor’s y es el único país en América del Sur con el grado de inversión. No obstante, no podemos garantizar que Chile mantenga la mencionada clasificación de Standard & Poor’s y la de otras agencias clasificadoras de riesgos.

Hay ciertas economías latinoamericanas que se han caracterizado por la intervención frecuente y a veces drástica de las autoridades estatales.

Se ha visto que las autoridades estatales a menudo cambian las políticas monetarias, crediticias y tarifarias, entre otras, con el objeto de influir en el rumbo de la economía de Argentina, Brasil, Colombia y Perú. 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 intervencionistas, las que incluyen el bloqueo de cuentas bancarias y la imposición de controles de capitales. 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 nuestra actividad comercial y en nuestro resultado operacional, al igual que la inflación, devaluación, inestabilidad social y otros desarrollos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la reacción del gobierno frente a dichas circunstancias. Si las autoridades estatales interviniesen en cualquiera de los países menos estables que Chile, nuestros resultados operacionales podrían verse negativamente afectados.

Nuestras filiales pueden verse afectadas por la inestabilidad cambiaria.

Los ingresos de nuestras filiales no chilenas se denominan principalmente en la divisa local pertinente. Por ende, la relación entre el valor de dichas monedas no chilenas y el dólar US y el peso chileno, además de las tasas relativas de devaluación de las monedas locales de Argentina, Brasil, Colombia y Perú con respecto a las tasas de inflación prevalecientes, pueden afectar la condición financiera y el resultado operacional de la Compañía.

En el pasado, los ataques de guerrilla han tenido un impacto adverso en el sector de energía eléctrica de Colombia.

Hace mucho tiempo que las organizaciones de guerrilla están activas en Colombia. Si bien las instalaciones colombianas de Endesa-Chile nunca han sufrido un ataque con un impacto sustancial perpetuado por un grupo guerrillero, la Compañía no puede garantizar que un ataque de esta naturaleza no suceda en el futuro. En muchas regiones remotas del país en donde tradicionalmente falta una presencia estatal efectiva, la guerrilla ha ejercido una influencia sobre la población local. En años recientes, las organizaciones de guerrilla han utilizado los actos de terrorismo con el fin de llamar la atención a sus causas. A pesar de los esfuerzos realizados por el gobierno colombiano para abordar la situación, Colombia sigue afectada por la fricción y violencia social relacionadas con la actividad de guerrillas. La mayor parte de esta actividad se ha enfocado en la industria petrolera. Las negociaciones de paz entre el Estado colombiano anterior y la principal organización de guerrilla en el país terminaron a fines de febrero del 2002, y desde ese entonces, el país ha vivido un período de violencia escalada, la que podría ocasionar nuevos ataques contra los activos eléctricos y, en cambio, seriamente afectar nuestra actividad comercial. El Estado Colombiano, bajo la dirección de su nuevo presidente electo, en el poder desde el 2002, ha concentrado sus intervenciones en la inflación, la devaluación, el desempleo, la política fiscal y la violencia relacionada con las drogas. Aún así, no podemos asegurar que dichas medidas intervencionistas vayan a tener como resultado un mayor crecimiento económico en Colombia ni que vayan a eliminar los riesgos de atentados contra nuestros activos eléctricos.

Ítem 4. Información de la Compañía

A. Historia y desarrollo de la Compañía

Endesa-Chile es una sociedad anónima de responsabilidad limitada cuyas acciones se transan en la bolsa, constituida bajo las leyes de la República de Chile el 1 de diciembre del 1943 y posteriormente inscrita en Santiago con la Superintendencia de Valores y Seguros bajo la inscripción N° 0114.

El gobierno chileno fue el propietario de Endesa-Chile durante los 42 años posteriores a su constitución e inició el proceso de privatización en 1987 por medio de una serie de ofertas públicas. El proceso de privatización terminó completamente en 1989.

En mayo de 1992, Endesa-Chile comenzó su programa de expansión internacional:

- Con la adquisición de Central Costanera S.A. seguida por la adquisición de Hidroeléctrica El Chocón S.A. en agosto de 1993, ambas en Argentina.
- En octubre de 1995, la Compañía adquirió Edegel S.A.(actualmente Edegel S.A.A.) en Perú.
- En diciembre de 1996, la Compañía adquirió Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y después en septiembre de 1997, en asociación con Endesa-España, la Compañía adquirió Emgesa S.A. E.S.P., ambas empresas en Colombia; y
- Finalmente, en septiembre de 1997, la Compañía adquirió Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. en Brasil.

A la fecha del presente informe anual, Enersis, un holding que participa en la distribución y, a través de Endesa-Chile, en la generación y transmisión de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia and Perú, era el propietario en usufructo, directa o indirectamente, del 60,0% del capital social en circulación de Endesa-Chile. Endesa-España mantiene, directa o indirectamente, un derecho de usufructo del 65% en Enersis al 31 de diciembre del 2002. El 13 de abril de 1999, Enersis, que ya poseía el 25,3% de Endesa-Chile, presentó una oferta para adquirir hasta el 34,7% de las acciones en circulación de Endesa-Chile, sujeta a la aprobación por parte de los accionistas de una resolución para aumentar el porcentaje máximo de acciones que pueden estar en usufructo por un sólo accionista del 26% hasta el 65%. El 8 de abril de 1999, los accionistas de Endesa-Chile aprobaron dicha resolución y el 11 de mayo de 1999, Enersis logró cerrar exitosamente su oferta, obteniendo así un 30% adicional de las acciones en circulación de Endesa-Chile en la Bolsa de Comercio de Santiago. En 14 de mayo de 1999, Enersis adquirió un 34,7% adicional de las acciones de Endesa-Chile en una oferta concurrente en Estados Unidos, aumentando así su participación en Endesa-Chile a un 60%.

Las acciones de Endesa-Chile se transan públicamente en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Valores, la Bolsa Electrónica de Chile, la Bolsa de Valores y la Bolsa de Corredores, Bolsa de Valores. Los ADS de Endesa-Chile están registradas en la Bolsa de Nueva York desde julio de 1994, las que también están registradas y se transan en el Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid, o Latibex, desde diciembre de 2001.

Información de contacto de la Compañía

Oficina registrada: Santa Rosa 76, Santiago, Chile
 Dirección comercial: Casilla 1392, Correo Central, Santiago
 Fono: (562) 630 9000
 Fax: (562) 635 4720 - (562) 635 3938

Inversiones

Nuestras inversiones ascendieron a US\$147,2 millones en el 2000, a US\$73,7 millones en el 2001 y a US\$187,7 millones en el 2002. Dichas inversiones durante 2002 principalmente consistían en inversiones en Chile debido al Proyecto de la Central Hidroeléctrica Ralco (“Ralco”) e inversiones en el mantenimiento de todas nuestras filiales en operación. El mecanismo crediticio a cinco años suscrito el 15 de mayo del 2003 impone algunas restricciones sobre nuestras inversiones y gastos de capital. En la actualidad, esperamos desembolsar un gasto de capital de aproximadamente US\$494 millones a lo largo de los siguientes cinco años. Además, pretendemos continuar buscando atractivas oportunidades en el sector eléctrico internacional a largo plazo, sea en países donde actualmente operamos o en otros países latinoamericanos. Véase “—B. Vista General del Negocio—Estrategia Comercial”.

La tabla a continuación demuestra un detalle de las inversiones hechas por nuestras filiales en el año 2002 y las inversiones proyectadas para el período de 2003-2007. Estos gastos de capital esperados se realizan de conformidad a las restricciones que nuestro mecanismo crediticio a cinco años suscrito el 15 de mayo del 2003, impone sobre las inversiones de capital.

	Inversiones	
	<i>(millones de dólares US)</i>	
	2002	2003-2007
Generación:		
Chile	\$ 174,7	\$ 269,9
Argentina	1,8	94,7
Brasil	0,8	11,1
Colombia	3,2	29,0
Perú	6,3	61,9
Generación Total	186,8	493,6
Otros	0,8	0,0
Total	187,6	493,6

Producto del proceso de revisión iniciado mediante el Proyecto Génesis (nuestra iniciativa de reducción de costos), Endesa-Chile ha decidido detener la expansión futura de su participación accionaria en proyectos de infraestructura, incluyendo la venta de Infraestructura 2000. Adicionalmente, Endesa-Chile ha estado implementando un Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico desde octubre del 2002, que incluye la desinversión de activos, entre otras actividades. La más importante de estas desinversiones es la venta de la central hidroeléctrica Canutillar y de las líneas de transmisión en el Sistema Interconectado del Norte (“SING”), las cuales ya se habían efectuado al momento de este informe anual.

Desinversiones

La venta de Transelec

Endesa-Chile ya no participa en el sector de la transmisión eléctrica en Chile. El 23 de octubre de 2000, la Compañía cerró la venta del 100% de las acciones de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., o Transelec, por US\$1.076 millones. La desinversión de esta filial de transmisión, contemplada en el Proyecto Génesis, se llevó a cabo a través de una oferta de licitación pública y abierta, siendo Hydro Québec International Inc., un grupo canadiense, la empresa ganadora. Esta transacción ocasionó una ganancia neta de US\$255 millones.

La venta de la Central Hidroeléctrica Canutillar

El 27 de marzo del 2003, el Directorio de Endesa-Chile aceptó la oferta de Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. por US\$174 millones por la compra de la central hidroeléctrica de 172 MW tipo embalse Canutillar. La Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 31 de marzo del 2003 aprobó esta venta para la cual Endesa-Chile recibió el completo pago en efectivo el 30 de abril del 2003.

La venta de las Líneas de Transmisión

Endesa-Chile llegó a un acuerdo con HQI Transelec S.A. para la venta de sus activos de transmisión en el SING por US\$110 millones. Esta transacción, que cerró el 30 de mayo del 2003, incluía la venta de 285 kilómetros de circuitos de líneas de 220 kV por un total aproximado de US\$32 millones por Celta S.A., una filial de Endesa-Chile, y la venta de 673 kilómetros de circuitos de líneas de 220 kV por un total aproximado de US\$78 millones a través de Gasatacama Generación Limitada, en la que Endesa-Chile mantiene una participación de 50%. En ambos casos, la transacción incluyó la transferencia de las subestaciones respectivas.

La venta de Infraestructura 2000

El 23 de junio de 2003, Endesa-Chile cerró la venta de Infraestructura 2000 con la empresa española OHL Concesiones, S.L., una filial de la empresa española Obrascón Huarte Lain S.A., por una suma total de UF 2,305,507 (aproximadamente US\$55 millones). Además, esta transacción permite la desconsolidación de UF 9,011,000 (aproximadamente US\$220 millones) en deudas que Infraestructura 2000 tiene con terceros.

La venta de la central Canutillar, las líneas de transmisión e Infraestructura 2000 descrita arriba en los tres párrafos anteriores, forman parte del Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico, que establece, entre sus principales metas, la desinversión de aquellos activos identificados en octubre de 2000 como aptos para la venta, con el fin de reducir nuestro endeudamiento. Las ganancias de dichas ventas se aplicaron a la reducción de la deuda de la Compañía.

La Compañía

Endesa-Chile, una empresa pública, es la compañía generadora eléctrica con participación privada más grande en Chile en términos de su capacidad instalada, con operaciones en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, y es una de las compañías generadoras eléctricas más grande de toda Latinoamérica.

Al 31 de diciembre de 2002, los activos consolidados de Endesa-Chile ascendían a Ch\$6.524 mil millones (US\$9.100 millones) (comparado con Ch\$6.362 mil millones o US\$8,9 mil millones al 31 de diciembre del 2001); Sus ingresos consolidados ascendían a Ch\$938 mil millones (US\$1,31 mil millones) (comparado con Ch\$1.045 mil millones o US\$1,45 mil millones al 31 de diciembre del 2001) y una pérdida neta de Ch\$9,3 mil millones (US\$13 millones) (comparado con una utilidad neta de Ch\$72,2 mil millones o US\$100 millones al 31 de diciembre del

2001). Todas las cantidades expresadas en dólares US se convirtieron utilizando el Tipo de Cambio observado para el 31 de diciembre del 2002 de Ch\$718,61 por US\$1,00.

Endesa-Chile posee y opera 20 instalaciones generadoras en Chile con una capacidad instalada acumulada de 3.935 MW al 31 de diciembre de 2002 (comparado con 3.935 MW al 31 de diciembre de 2001). Endesa-Chile representó aproximadamente el 39% de la capacidad instalada total de Chile al 31 de diciembre de 2002 y su producción eléctrica ascendió a los 16.286 GWh en el 2002, 3,5% mayor que en el 2001, representando aproximadamente el 38% de toda la producción eléctrica de Chile. A partir del 31 de diciembre de 2002, 19 de las instalaciones generadoras operadas y poseídas por Endesa-Chile en Chile estaban conectadas al SIC y la instalación restante estaba ubicada en el Sistema Interconectado de Norte Grande, o el SING, que suministra electricidad a las regiones mineras en el norte de Chile. Aproximadamente el 74% de la capacidad instalada de Endesa-Chile es hidroeléctrica, mientras que el restante es térmico. Trece de las 20 centrales generadoras de Endesa-Chile son hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 2.899 MW. Las siete centrales restantes de Endesa-Chile son centrales térmicas a carbón, a petróleo o a gas con una capacidad instalada de 1.036 MW. En octubre de 1998, la primera central de ciclo combinado de Endesa-Chile, la Compañía Eléctrica San Isidro S.A., o San Isidro, de 379 MW se conectó por primera vez al Sistema Interconectado Central, un sistema de transmisión ubicado en la zona central de Chile, conocido como el SIC; en diciembre de 1998, la Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., o Celta, una central a carbón de 158 MW conectada al SING en Tarapacá, entró en operaciones y; en julio de 2000, Tal Tal, una central térmica de 240 MW, se conectó a la parte norte del SIC.

En Chile, las ventas de energía de Endesa-Chile ascendieron a los 20.086 GWh el 2000, a 18.673 GWh el 2001 y a 18.344 GWh el 2002. Endesa-Chile contaba con 75 clientes el 2000, 69 clientes el 2001 y 67 clientes el 2002. Estos clientes incluían a las principales empresas distribuidoras del SIC y las grandes firmas industriales cuyas tarifas no se encuentran reguladas por el gobierno, principalmente del sector minero, de celulosa y siderúrgico. Los contratos de suministro celebrados entre Endesa-Chile y las empresas distribuidoras son más estandarizados que los que tiene la Compañía con sus clientes no regulados y generalmente contemplan plazos de cuatro a ocho años. Estos contratos se prorrogan en forma automática al final del plazo aplicable a no ser que cualquiera de las dos partes decidiera ponerle término con aviso previo. Los contratos pueden incluir disposiciones que exoneran a Endesa-Chile del suministro eléctrico en casos de fuerza mayor y para el arbitraje obligatorio en caso de disputas. Las ventas a los clientes no regulados representan el 31,5% de las ventas totales de energía de Endesa-Chile.

Endesa-Chile también tiene participación en 23 instalaciones generadoras fuera de Chile con una capacidad instalada acumulada de 8.018 MW al 31 de diciembre de 2002 (comparado con una capacidad instalada acumulada de 8.312 MW al 31 de diciembre del 2001). La Compañía incursionó por primera vez en la industria eléctrica en Argentina en 1992, en Perú en octubre de 1995, en Colombia en diciembre de 1996 y en Brasil en septiembre de 1997.

B. Vista general del negocio

Endesa-Chile genera y vende electricidad en cinco países. Cada uno de estos cinco países cuenta con su propio marco regulatorio, políticas energéticas, número de participantes en el sector, modelos de crecimiento y distintos niveles de consumo. El análisis que aparece a continuación consiste en un breve resumen de las principales características de los mercados de los distintos países en los cuales opera Endesa-Chile.

Operaciones chilenas

Generación eléctrica en Chile

El sistema eléctrico en Chile está dividido en cuatro: Sistema Interconectado Central (el "SIC"); Sistema Interconectado del Norte Grande (el "SING"); y dos sistemas menores aislados, Aysén y Magallanes.

El SIC, el más grande de los cuatro sistemas, se extiende unos 2.400 km, desde Taltal en el norte hasta Quellón en la isla austral de Chiloé. Su capacidad instalada a diciembre de 2002 ascendía a los 6.731 MW, 60,2% de lo cual es hidroeléctrica y el 39,8 % térmica. La demanda de punta en el SIC en el 2002 fue 4.878 MW y el consumo anual fue 31.971 GWh. El consumo creció en un 3,9 % durante el 2002 con respecto al 2001.

Endesa-Chile, directamente o a través de sus filiales Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Empresa Eléctrica Pangué S.A. y Compañía Eléctrica San Isidro S.A., es el principal operador en el SIC con el 52,4% de la capacidad instalada total y con el 47% de las ventas de energía en el 2002.

El SING cubre la zona norte del país desde Arica a Coloso, recorriendo unos 700 km. En diciembre de 2002, la capacidad instalada del SING ascendía a los 3.634 MW, predominantemente térmica (99,4 % de la capacidad total). La demanda de punta en el SING en el 2002 fue 1.420 MW y el consumo anual fue 10.400 GWh. El consumo aumentó en un 5,6 % comparado con el año anterior. Endesa-Chile, a través de su filial Celta S.A. y su empresa coligada Nopel S.A., es un importante operador en el SING, con el 26,6% de la capacidad instalada total en el 2002.

General: Endesa-Chile, a través de su filial Pangué, construyó una instalación hidroeléctrica (467 MW) en el SIC, la que entró parcialmente en operaciones en noviembre de 1996 y completamente en enero de 1997. En octubre de 1998, San Isidro puso en marcha la primera central de ciclo combinado de Endesa-Chile (379 MW) en el SIC y en diciembre de 1998, la Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (“Tarapacá”) puso en marcha una nueva central a carbón (158 MW) en el SING. Al 31 de diciembre de 2002, 19 de las instalaciones generadoras operadas y de propiedad de Endesa-Chile en Chile estaban conectadas al SIC, estando conectada la instalación restante al SING. Trece de las centrales generadoras de Endesa-Chile son hidroeléctricas, con una capacidad instalada total de 2.99 MW y los siete restantes son centrales térmicas a gas, carbón o petróleo con una capacidad instalada total de 1.036 MW. El 30 de abril del 2003, Endesa-Chile vendió su central hidroeléctrica Canutillar de 172 MW a Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. por US\$174 millones.

La tabla a continuación incluye información relacionada con la generación eléctrica de Endesa-Chile en Chile.

	Capacidad instalada (MW) (1) al 31 de diciembre de,						Producción (GWh) año terminado el 31 de diciembre de					
	2000	%	2001	%	2002	%	2000	%	2001	%	2002	%
Total Generación												
Hidroeléctrica	2.899	71,8	2.899	73,7	2.899	73,7	11.213	73,1	12.696	80,7	13.616	83,6
Total Generación												
Térmica	1.136	28,2	1.036	26,3	1.036	26,3	4.133	26,9	3.045	19,3	2.670	16,4
Total	4.035		3.935		3.935		15.346		15.741		16.286	

(1) Las cifras no consideran la venta de la Central Canutillar en abril del 2003.

Fuente: Endesa-Chile

Una porción significativa de las operaciones de Endesa-Chile en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú corresponden a la generación hidroeléctrica y, por consiguiente, dependen de las condiciones hidrológicas prevalentes en las regiones geográficas en las cuales opera la Compañía. Las operaciones de Endesa-Chile en Chile, Argentina y Colombia se vieron negativamente afectadas por condiciones climáticas adversas durante 1996 y la primera parte de 1997. Adicionalmente, desde principios del segundo semestre de 1998 hasta fines de junio de 1999, Chile sufrió la peor sequía de su historia según las mediciones de lluvia y deshielos durante dicho período en el SIC. El SIC cubre el área de mayor demanda de electricidad industrial, comercial y residencial en Chile. Durante los períodos de sequía, la cantidad de electricidad comprometida en contratos de Endesa Chile puede superar la cantidad de electricidad que la Compañía puede generar, lo que significa que Endesa-Chile debe comprar electricidad de los productores térmicos en el mercado spot con el fin de cumplir con sus obligaciones contractuales. Bajo ciertas circunstancias, el costo de estas compras en el mercado spot puede ser mayor que el precio contractual al que Endesa-Chile vende electricidad, lo que se traduce en una pérdida. Endesa-Chile busca minimizar el efecto que tienen las condiciones hidrológicas pobres en sus operaciones en cualquier año limitando principalmente las exigencias de ventas por contrato para que la cantidad no supere la producción estimada en un año seco. Al determinar la producción estimada de un año seco, Endesa-Chile toma en consideración la información estadística disponible respecto de la lluvia y caudales, además de la capacidad de las represas principales. Adicionalmente, Endesa-Chile puede tomar otras medidas como por ejemplo, utilizar el agua de las represas, instalar capacidad térmica adicional, negociar niveles de consumo más bajos con sus clientes no regulados y negociar con otros usuarios de agua. Sin embargo, en 1998 y el primer semestre de 1999, los compromisos contractuales superaron la capacidad de Endesa-Chile de suministrar electricidad a sus clientes sobre la base de su propia producción.

La gravedad de la sequía de 1998/1999, junto con los atrasos en la operación planificada de una gran central a gas de la Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A., o Colbún, uno de los competidores de Endesa-Chile,

ocasionaron la implementación de períodos de racionamiento eléctrico por parte del Ministerio de la Economía de Chile en 1998 y 1999. El impacto de la sequía en Chile hizo que Endesa-Chile y sus filiales afectadas se vieran obligadas a tomar medidas importantes para mantener el suministro eléctrico, incluyendo, entre otras cosas, la instalación de capacidad térmica temporal en el SIC, la negociación de acuerdos con los clientes no regulados con el fin de minimizar el consumo y la compra de grandes cantidades de electricidad de los productores térmicos para cumplir con las obligaciones contractuales. Como resultado, los márgenes operacionales en Chile durante aquellos períodos se vieron negativamente afectados.

Desde el tercer trimestre de 1999 hasta finalizar la primera mitad del 2003, las condiciones hidrológicas mejoraron debido a abundantes lluvias que permitieron el suministro normal de electricidad a los clientes de Endesa-Chile, poniendo fin a la necesidad de racionamiento eléctrico. Endesa-Chile cree que no estará afectada severamente por futuras sequías debido a dos razones principales. Primero, Endesa-Chile ha reducido su dependencia de la generación hidroeléctrica al aumentar su capacidad térmica y de ciclo combinado. La central de ciclo combinado San Isidro entró en operaciones en 1988 mientras que la central a gas Tal Tal entró en operaciones en el 2000. Segundo, la Compañía ha modificado su política comercial con el objetivo de limitar la cantidad de clientes regulados y de algunos no regulados o contratados en el futuro. Adicionalmente, Endesa-Chile está construyendo la nueva instalación hidroeléctrica, Ralco, la que está programada para entrar en operaciones durante la segunda mitad del 2004.

Las instalaciones de generación termoeléctrica de Endesa-Chile son a gas, a carbón o a petróleo. Endesa-Chile satisface sus necesidades de gas natural mediante un contrato de suministro a 15 años con YPF S.A. (“YPF”) y un contrato de transporte a 25 años con Gas Andes, y Electrogas S.A. (“Electrogas”), una compañía en la que Endesa-Chile tiene una participación del 42,5%. Endesa-Chile satisface sus necesidades de carbón basándose en licitaciones públicas principalmente con proveedores internacionales y, en el caso de sus requerimientos petroleros, se abastece principalmente de un importante proveedor nacional, Compañía de Petróleos de Chile S.A. (“COPEC”).

Ventas: La estrategia de ventas global de Endesa-Chile toma en consideración el hecho que aproximadamente 74% de su capacidad instalada de generación proviene de sus centrales hidroeléctricas con un bajo costo marginal. Debido a que el sistema regulatorio chileno requiere que la electricidad generada por los productores con menores costos marginales se despache antes que la electricidad generada por productores con mayores costos marginales, la electricidad que se genera en las centrales hidroeléctricas de Endesa-Chile generalmente se despacha antes que la electricidad generada en las instalaciones que dependen más de la generación termoeléctrica. No obstante, durante condiciones hidrológicas desfavorables y cuando el costo marginal de electricidad es más alto, dado un aumento en el uso de las instalaciones termoeléctricas, la electricidad generada en estas instalaciones se puede despachar antes que se despache aquella generada en las instalaciones hidroeléctricas.

Con el fin de minimizar su exposición a condiciones hidrológicas desfavorables y reducir las compras hechas al precio spot en ese momento a otros generadores, la estrategia de ventas de Endesa-Chile en el SIC de maximizar su resultado de explotación esperado consiste en equilibrar sus ventas contractuales de electricidad con menos que la producción estimada durante los períodos de baja hidrología.

No existe ninguna instalación generadora hidroeléctrica en el SING y, por ende, la estrategia de ventas de Endesa-Chile es distinta en el SING que en el SIC. En el SING, donde las grandes compañías mineras e industriales son los clientes principales de Endesa-Chile, la estrategia de ventas de la Compañía consiste en firmar contratos a largo plazo con los clientes no regulados antes de comprometerse con los gastos involucrados en la construcción y operación de capacidad de generación adicional.

Endesa-Chile cuenta con una participación de 50% en GasAtacama (“GasAtacama”) mientras que CMS Energy Corp. (“CMS”), una corporación norteamericana, tiene el otro 50,0 %. GasAtacama construyó un gasoducto de gas natural de 940 kilómetros desde el norte de Argentina hasta el norte de Chile, el que inició su suministro de gas al SING el 7 de julio de 1999. GasAtacama tiene la capacidad de transportar hasta 8,5 millones de metros cúbicos de gas diario. Endesa-Chile con CMS han construido en Mejillones una nueva central de ciclo combinado a gas con una capacidad instalada total de aproximadamente 555 MW, la que está conectada al SING. Actualmente, el proyecto del gasoducto de GasAtacama enfrenta competencia proveniente de un segundo proyecto orientado al suministro de gas desde la parte norte de Argentina hasta la parte norte de Chile, el que entró en operaciones en noviembre de 2000.

En febrero de 2000 Endesa-Chile finalizó la construcción de una ampliación del gasoducto de GasAtacama de Mejillones a Tal Tal, aproximadamente 230 km al sur. Adicionalmente, la central de Tal Tal de 240 MW entró en operaciones. La construcción de la ampliación del gasoducto ha permitido que la Central Tal Tal suministre electricidad al SIC. La central Tal Tal es una unidad térmica de 240 MW que está interconectada con la parte norte del SIC.

La tabla a continuación establece algunos datos estadísticos relativos a la proporción de ventas de Endesa-Chile en Chile que se derivan de sus propias instalaciones generadoras y de compras de otras empresas generadoras para los períodos indicados.

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	2002
Número de instalaciones.....	21	20	20
Capacidad instalada total (MW).....	4.038,5	3.935	3.935
Producción propia de la Compañía (GWh).....	15.346,0	15.741,0	16.286,2
Compras de la Compañía (GWh).....	4.993,0	3.217,4	2.358,0
Plantas auxiliares y pérdidas de transmisión (GWh)(1).....	253,0	285,1	300,2
Ventas de electricidad total (GWh).....	20.086,0	18.673,0	18.344,0

Fuente: Endesa-Chile

(1) “Plantas auxiliares” representan el consumo interno de las instalaciones generadoras de Endesa-Chile.

En los años 2000, 2001 y 2002, Endesa-Chile tenía aproximadamente 75, 69 y 67 clientes en Chile, respectivamente, los que consistían en las principales empresas de distribución del SIC y algunas empresas industriales que son clientes no regulados, es decir, principalmente empresas mineras, siderúrgicas y de celulosa. Durante cada uno de estos tres años, las ventas a clientes no regulados representaron aproximadamente un tercio de las ventas totales de energía de Endesa-Chile en aquellos años.

Los contratos de suministro celebrados con las empresas distribuidoras son más estandarizados que los contratos firmados con los clientes no regulados y generalmente sus plazos son de cuatro a ocho años. Dichos contratos se extienden automáticamente al término del plazo vigente a no ser que cualquiera de las partes pusiere fin al contrato con aviso previo, lo que es típicamente seis meses. Dichos contratos también pueden incluir disposiciones que exoneran a Endesa-Chile de la obligación de proveer electricidad en caso de fuerza mayor y el arbitraje obligatorio en caso de disputas.

Los dos contratos de suministro más grandes que mantiene Endesa-Chile con clientes regulados se firmaron con Chilectra y la Compañía General de Electricidad S.A. (“CGE”), las dos empresas distribuidoras más grandes en Chile. Tanto Endesa-Chile como Panguo tienen contratos de suministro con Chilectra que vencen en el 2010 pero que están sujetos a períodos de renovación automáticos de un año, a no ser que una de las partes pusiere fin al contrato con un aviso previo de al menos seis meses. El contrato suscrito con CGE vence en el 2009 y está sujeto a períodos de renovación de cuatro años automáticos, a no ser que una de las partes pusiere fin al contrato con un aviso previo de al menos un año. Todos estos contratos establecen que en caso de una escasez global de producción en el sistema chileno y que la producción eléctrica de Endesa-Chile fuese menor que sus requerimientos de venta contractuales, la escasez se distribuirá de manera prorata entre CGE, Chilectra y Panguo. Como consecuencia de la sequía en 1998/1999, durante la época del racionamiento eléctrica, Endesa-Chile se vio obligada a interrumpir brevemente el suministro a los clientes regulados de vez en cuando de conformidad al programa de racionamiento arriba indicado. El contrato suscrito entre Endesa-Chile y CGE, más los dos contratos con Chilectra, exoneran a Endesa-Chile por su rendimiento en caso de fuerza mayor. Los cuatro contratos establecen que las disputas entre las partes se resuelven a través del arbitraje obligatorio aunque, en el caso de los contratos con Chilectra, esto está sujeto a algunas excepciones limitadas.

Habitualmente, los contratos de Endesa-Chile con clientes no regulados para la venta de electricidad son a largo plazo, es decir, generalmente se estipulan plazos de cuatro a diez años. En términos generales, dichos contratos se extienden en forma automática al término del plazo vigente a no ser que una de las partes le pusiere fin con aviso previo. Generalmente, dichos contratos establecen que el precio de compra se fija en forma periódica, habitualmente después de la fijación anual de los precios nudos por parte de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Adicionalmente, en los contratos con clientes no regulados, se pueden incluir especificaciones referentes a fuentes y

equipos de energía de respaldo, los que se pueden proporcionar a tarifas especiales, además de disposiciones de asistencia técnica para el cliente. Endesa-Chile no ha experimentado ninguna interrupción en su suministro durante sus contratos, sin embargo, Endesa-Chile negoció acuerdos a corto plazo con ciertos clientes para reducir su suministro debido a los efectos de la sequía de 1999. En los casos de Fuerza Mayor, los clientes también pueden rechazar las compras y así Endesa-Chile no está obligada a suministrar la electricidad. Los contratos suscritos con clientes no regulados generalmente no imponen ninguna limitación sobre la capacidad de Endesa-Chile de revender la producción no comprada bajo estos contratos y generalmente no son asignables. Las disputas suelen estar sujetas al arbitraje obligatorio entre las partes, siempre sujeto a excepciones limitadas.

La tabla a continuación contiene información sobre las ventas de electricidad de Endesa-Chile en Chile por volumen y tipo de cliente para cada uno de los períodos indicados.

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de					
	2000		2001		2002	
	Ventas (GWh)	% de volumen de ventas	Ventas (GWh)	% de volumen de ventas	Ventas (GWh)	% de volumen de ventas
Ventas a precios regulados	9.942,0	49,5	9.402,7	50,4	9.296,7	50,7
Ventas a precios no regulados	5.843,0	29,1	5.850,8	31,3	5.778,0	31,5
Ventas a costo marginal spot	4.301,0	21,4	3.419,5	18,3	3.269,3	17,8
Ventas totales de electricidad	<u>20.086,0</u>	<u>100,0</u>	<u>18.673,0</u>	<u>100,0</u>	<u>18.344,0</u>	<u>100,0</u>

La tabla a continuación establece las ventas por volumen de Endesa-Chile a sus cinco clientes más grandes de distribución y no regulados en Chile, respectivamente, para cada uno de los períodos indicados.

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre					
	2000		2001		2002	
	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas	Ventas (GWh)	% de ventas
Empresas distribuidoras:						
Chilectra.....	5.224,6	35,0	4.539,7	29,7	4.274,0	28,4
CGE	2.973,9	19,9	3.176,4	20,8	3.357,4	22,3
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	577,2	3,9	447,0	2,9	371,4	2,5
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	452,0	3,0	498,8	3,3	529,4	3,5
Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	358,4	2,4	404,2	2,6	449,1	3,0
Ventas totales a las distribuidoras más grandes.....	<u>9.586,1</u>	<u>64,2</u>	<u>9.066,1</u>	<u>59,4</u>	<u>8.981,3</u>	<u>59,6</u>
Clientes no regulados:						
Codelco División El Teniente	690,9	4,6	732,1	4,8	734,6	4,9
Industrias Forestales S.A.....	660,4	4,4	666,5	4,4	661,0	4,4
Cía. Minera Los Pelambres	592,6	4,0	600,4	3,9	618,8	4,1
Cía. Minera Collahuasi.....	701,2	4,7	712,0	4,7	733,7	4,9
Cía. Acero del Pacífico S.A.-Usina Huachipato.....	525,4	3,5	503,9	3,3	506,0	3,4
Ventas totales a los cinco clientes no regulados más grandes	<u>3.170,5</u>	<u>21,2</u>	<u>3.214,9</u>	<u>21,1</u>	<u>3.254,1</u>	<u>21,6</u>

Competencia: Endesa-Chile compite principalmente con otras dos empresas generadoras eléctricas en el SIC, Gener S.A. (“Gener”) y Empresa Eléctrica Colbún Machicura S.A. (“Colbún”). Según las estadísticas publicadas por el Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), al 31 de diciembre de 2002, la capacidad instalada de Gener era 1.439 MW (incluyendo Guacolda 304 MW y Eléctrica Santiago 379 MW), 83% de la cual corresponde a termoeléctrica, y la capacidad instalada de Colbún ascendía a 1.067 MW, 35% de la cual corresponde a termoeléctrica. Adicionalmente, existe una serie de entidades pequeñas que generan electricidad en el SIC. Las generadoras eléctricas compiten en gran medida sobre la base de la experiencia técnica y la confiabilidad, y sobre la

base del precio en el caso de los clientes no regulados. Endesa-Chile considera que mantiene un nivel de competitividad considerablemente fuerte en el SIC debido a su gran diversidad en términos de capacidad, una cobertura geográfica extensa, su conocimiento técnico, su servicio al cliente y sus sólidas relaciones comerciales. Además, ya que el 73,7% de la capacidad instalada de Endesa-Chile proviene de centrales hidroeléctricas, en general, los costos de producción de la Compañía son más bajos que las otras compañías en el SIC que generan electricidad en centrales térmicas. Durante los períodos de sequía prolongada, es común que Endesa-Chile se ve obligado a comprar electricidad más cara a los precios spot de las generadoras termoeléctricas con el fin de cumplir con sus obligaciones contractuales. En el SING, Endesa-Chile opera una instalación termoeléctrica con una capacidad instalada acumulada de 182 MW al 31 de diciembre de 2002, o el 5% de la capacidad instalada total del SING. Todas las demás generadoras operando en el SING, principalmente la Electroandina (anteriormente la Corporación Nacional del Cobre División Tocopilla) y la Empresa Eléctrica del Norte Grande S.A. (“Edelnor”), y Norgener S.A. cuentan con operaciones sustancialmente mayores que las que mantiene Endesa-Chile en el SING.

Actualmente el Congreso Chileno está discutiendo un proyecto de ley orientado a la reforma del marco regulatorio del sector eléctrico chileno. Las modificaciones regulatorias buscan mejorar las condiciones del sector de transmisión en el país y fomentar nuevas inversiones en infraestructura. Este proyecto de ley aborda principalmente la distribución de los costos de transmisión, los cuales son asumidos por completo por las generadoras, y la disminución de la banda del precio nudo, que oscila actualmente entre el 5% y 10% del precio al cliente no regulado.

Gasoducto Gas Andes S.A. (“Gas Andes”), el propietario del gasoducto que va desde Argentina hasta Santiago de Chile, entró en operaciones en agosto de 1997, introduciendo así el suministro de gas natural al SIC en gran escala. Gas Andes ha suscrito varios contratos firmes para el transporte de gas. La primera central a gas natural de Endesa-Chile, San Isidro, entró en operaciones en el SIC en octubre de 1998. Endesa-Chile, a través de Electrogas, tiene una participación del 42,5% en un consorcio que construyó un gasoducto de Santiago a Quillota, en la V Región, una distancia aproximada de 200 kilómetros, que suministra gas natural a las centrales de ciclo combinado construidas por San Isidro y Colbún y a las distribuidoras de gas regionales. El gasoducto entró en operaciones en dos etapas durante el año 1998, invirtiendo Endesa-Chile un total de US\$45,1 millones en el proyecto. Electrogás ha suscrito contratos de transporte con San Isidro, Colbún, Enap, Gas Valpo y EnerGas S.A., comprometiéndose a transportar aproximadamente 4,6 millones de metros cúbicos diarios.

La introducción de centrales a gas en el SIC ha presionado el precio de tal forma que los precios de electricidad en el SIC han bajado, incluyendo los precios promedios del mercado spot. Los precios de nudo promedios disminuyeron en un 34,9% de abril de 1997 a octubre de 1999. Esta disminución en los precios tuvo un efecto adverso en los márgenes operacionales de Endesa-Chile en Chile durante estos años. Entre los meses de octubre de 1999 y abril de 2001, el precio de nudo promedio aumentó en un 25,5% de los US\$28,5 por MWh a US\$35,44 por MWh, revertiendo así la tendencia reinante de los últimos cinco años. Las condiciones hidrológicas favorables del 2002 ejercieron presiones a la baja sobre los precios de electricidad; sin embargo, en abril del 2003, el precio nudo se fijó en US\$33,1 por MWh, lo que representa un aumento del 3,5% con respecto del precio que fijaron las autoridades locales en octubre del 2002. Dicho aumento se explica principalmente por la recuperación de la demanda de energía en el mercado.

Endesa-Chile posee el 50% del capital social total de GasAtacama, la empresa que construyó un gasoducto de gas natural de 940 kilómetros entre el norte de Argentina y el norte de Chile con el fin de suministrar gas al SING. El gasoducto está en operaciones desde julio de 1999. El proyecto del gasoducto de GasAtacama compite con el gasoducto de Norandino que entró en operaciones en noviembre de 1999 y que también suministra gas del norte de Argentina al norte de Chile.

Con el término de ambos gasoductos (de GasAtacama y de Norandino) y de los proyectos de centrales de ciclo combinado que corresponden a los proyectos arriba mencionados, el SING tendrá que enfrentar un superávit de capacidad en un futuro próximo. Es la opinión de Endesa-Chile que la demanda aumentará de manera sustancial en el mediano plazo dada la entrada de compañías mineras en la región. Sin embargo, la CNE estima que la capacidad total del SING crecerá en un 7% promedio en los dos años siguientes. La exposición de Endesa-Chile en el SING creció de manera importante con el término de los proyectos de GasAtacama y Nopel.

Las demás actividades comerciales de Endesa-Chile consisten en proyectos de infraestructura, incluyendo la construcción y operación de una concesión para un túnel privado y dos carreteras de peaje, además de servicios de

ingeniería que se asocian principalmente a la construcción de una represa hidroeléctrica grande. Producto del proceso de revisión iniciado mediante sus iniciativas de reducción de costo bajo el Proyecto Génesis, Endesa-Chile ha decidido detener la expansión futura de su participación en proyectos de infraestructura. Infraestructura 2002 se vendió el 23 de junio del 2003.

Operaciones argentinas

La capacidad instalada total en Argentina al 31 de diciembre de 2002 ascendió a los 22.838 MW, aproximadamente el 57% del cual corresponde a la generación térmica. La demanda máxima durante el 2002 fue 14.061 MW y el consumo anual fue 72.125 GWh. El consumo disminuyó en un 2,0% en el 2002 con respecto al año anterior.

Endesa-Chile, a través de sus filiales Central Costanera S.A. y Hidroeléctrica El Chocón S.A., es una de las principales generadoras en Argentina con el 16,2 % de la capacidad instalada total y el 9,7 % en términos de ventas de energía en el 2002. También existe una compañía de transmisión “CTM” que es propietario de una línea de interconexión con Brasil, además de Comercializadora del Mercosur S.A. (“CEMSA”), una empresa comercializadora que ha suscrito contratos de exportación con Argentina. Tanto CTM como CEMSA son empresas coligadas de Endesa-Chile. Entre los demás operadores importantes en este mercado, se encuentran AES, Pluspetrol, Pérez Companc y TotalFinaElf.

La tabla continuación establece la información respecto a las ventas de electricidad de Endesa-Chile en Argentina para los períodos indicados.

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	2002
Número de instalaciones.....	5	5	5
Capacidad instalada total (MW)	3.622	3.622	3.622
Capacidad instalada de Costanera (MW)	2.302	2.302	2.302
Capacidad instalada de El Chocón (MW).....	1.320	1.320	1.320
Producción (GWh).....	10.129	9.948	7.168
Compras de energía (GWh).....	5.424	3.070	727
Ventas totales de energía (GWh) (1)	15.549	12.988	7.897

(1) La producción de energía más las ventas de energía superan las ventas de electricidad debido a las pérdidas energéticas.

Costanera: Costanera es una empresa de generación eléctrica cuyas acciones se cotizan en la bolsa en Argentina con una instalación generadora a gas y a petróleo con una capacidad instalada de 2.302 MW en Buenos Aires. La instalación es una de las más grandes de su género en toda Sudamérica y se adquirió del estado argentino durante la privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. en 1992 cuando Endesa-Chile adquirió una participación del 24%. Posteriormente, Endesa-Chile aumentó su participación al 51,7%. La junta de accionistas de Central Costanera S.A. y Central Termoeléctrica Buenos Aires S.A. (CBA) aprobó el 19 de noviembre de 2001 la fusión de las mismas en la que Central Costanera S.A. absorbió a CBA. La fusión se hizo efectiva el 1 de diciembre de 2001, la fecha en la que los libros contables de CBA se incorporaron a los libros contables de Costanera, y desde dicha fecha ambas empresas han funcionado como una sola. La capacidad instalada de Costanera representaba aproximadamente el 10,08% de la capacidad instalada total en el Sistema Interconectado Nacional (el “SIN”) al 31 de diciembre de 2002 y su producción de 3.486 GWh en el 2002 (que incluye CBA) representaba aproximadamente el 5% de la producción eléctrica en el SIN para ese período. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002, los ingresos de Costanera ascendieron a los US\$106 millones con una pérdida neta de US\$34,4 millones, de acuerdo al GAAP chileno. Para el año 2002, las ventas de electricidad (que consisten en su propia producción más compras de electricidad) fueron 4.178 GWh (comparado con 8.395 GWh en el 2001).

Al momento de su privatización en 1992, Costanera suscribió un contrato de venta a ocho años con la Empresa Distribuidora del Sur (“Edesur”) y la Empresa Distribuidora del Norte S.A. (“Edenor”), empresas distribuidoras eléctricas argentinas, titulares de la concesión de distribución eléctrica en la Región Metropolitana de Buenos Aires. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2000, las ventas acumuladas a Edesur y Edenor representaban

aproximadamente el 15,5% de las ventas totales de electricidad de Costanera. Los contratos que suscribió Costanera con Edenor y Edesur, que contemplaban un precio de electricidad significativamente mayor que el precio actual en el mercado spot, vencieron en mayo de 2000. Costanera aprovechó sus contratos con Edesur y Edenor para financiar una parte de su inversión en una central de ciclo combinado a gas de 851 MW que entró en operación en diciembre de 1998. En términos de su capacidad instalada, la nueva unidad es una de las más grandes de su género en Latinoamérica, además de ser una de las más eficientes.

En mayo de 1998, anticipando el término de la construcción de la central de ciclo combinado y el vencimiento de los contratos con Edesur y Edenor, Costanera suscribió un contrato a 20 años para la venta de 500 MW de capacidad eléctrica a la Companhia de Interconexão Energética (“CIEN”), una compañía en la que Endesa-Chile tiene una participación del 45%. Este contrato se relaciona con la primera línea de interconexión entre Argentina y Brasil. CIEN ha suscrito un contrato para la adquisición de 500 MW adicionales de electricidad de CEMSA, una compañía en la que Endesa-Chile también tiene una participación del 45%. Además, CIEN y CEMSA celebraron un contrato a largo plazo para la adquisición de 1.000 MW de capacidad eléctrica, en donde 457 MW provienen de CEMSA y el restante proviene de varias generadoras argentinas.

Endesa-Chile, a través de su participación de 45% en CIEN, Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (“CTM”), Comercializadora del Mercosur S.A. (“CEMSA”) y Transportadora de Energía S.A. (“TESA”), participa en dos proyectos orientados a la conexión de los sistemas de transmisión de Argentina y Brasil y a la venta de electricidad generada en Argentina al mercado brasileño. Con el objeto de conectar los sistemas de transmisión de Argentina y Brasil, CIEN ha construido una línea de transmisión de 500 kV a lo largo de los 500 km que van desde Rincón, Argentina, a Itá en el Estado de Santa Catarina, Brasil, y también ha construido una segunda línea con la misma capacidad. El costo de estas dos líneas se estima en US\$650 millones. Se han instalado dos estaciones convertidoras para convertir la energía de 50 Hz a 60 Hz. La primera línea entró en operaciones en junio de 2000 y la segunda comenzó las operaciones de la primera etapa de 500 MW en mayo de 2002. El inicio de la segunda etapa (500MW) se llevó a cabo en agosto de 2002. CIEN ha recibido dos autorizaciones de 20 años de la ANEEL para operar las líneas de transmisión, después de este período de 20 años, ambas líneas de transmisión, junto con las estaciones convertidoras, pasarán a manos del estado brasileño. CIEN ha celebrado cuatro contratos de venta de energía con el objeto de vender energía en Brasil. Furnas Centrais Elétricas S.A. (“FURNAS”), Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (“GERASUL”), y Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Copel”), son las compañías brasileñas que recibirán el suministro de energía importada de Argentina. Los precios estipulados en estos contratos son precios fijos denominados en reales, indexados en parte al dólar. Los contratos con GERASUL y FURNAS no son “*take or pay*” en cuanto a la cantidad de energía a comprar pero sí exigen el suministro de 1.000 MW de capacidad en todo momento.

El 6 de junio de 2003, CIEN notificó a CEMSA que para el mes de mayo de 2003, sólo haría un pago parcial de los acuerdos relacionados con la Segunda Línea de Interconexión Brasil-Argentina. Dicho pago parcial sería igual a todos los acuerdos celebrados entre las partes del Acuerdo de la Segunda Línea de Interconexión, salvo el de Copel, y que corresponde a aproximadamente el 20% del pago total. La notificación de CIEN indicó que CIEN estaba restando toda la cantidad relativa a Copel, puesto que su cliente, Copel Distribuição, no ha cumplido con sus pagos a CIEN relativos a este acuerdo. Por ende, CEMSA notificó a Costanera que CEMSA sólo podría hacer un pago parcial de 20% respecto de los acuerdos relacionados con la Segunda Línea de Interconexión Brasil-Argentina. Dicho pago parcial de 20% significaría 69 MW del total de 344 MW relativos a los acuerdos no relacionados con Copel.

A la fecha de este informe, Costanera está en incumplimiento respecto de la séptima cuota semianual, con vencimiento original el 29 de marzo de 2003, que incluye US\$8,9 millones en principal y US\$0,9 millones en interés, correspondientes a un crédito del proveedor con un principal devengado restante de US\$179,7 millones con Mitsubishi Corporation (“Mitsubishi”). No obstante, Costanera recibió una carta de Mitsubishi, reconociendo que Costanera todavía no ha podido cumplir con el pago de la séptima cuota y que Mitsubishi acepta renegociar tanto la fecha del nuevo pago como los términos del pago moroso. En ocasiones anteriores, Mitsubishi y Costanera han acordado prórrogas para otros pagos de este crédito. Adicionalmente, Costanera está en incumplimiento con el pago del principal de un crédito de exportación de US\$3,6 millones con un banco, con un principal devengado restante que asciende a los US\$7,5 millones.

Desde el comienzo de la crisis argentina, muchas empresas argentinas, en particular aquellas con endeudamiento en divisas extranjeras, han experimentado demoras temporarias en el pago de ciertas obligaciones de

crédito y se han visto obligadas a renegociar continuamente nuevos programas y términos de pago con sus acreedores. Endesa-Chile cree que todas sus obligaciones morosas se resolverán, aunque no se puede garantizar el plazo en que se van a resolver. Véase “Ítem 3. Información Esencial – D. Factores de Riesgo – Factores de Riesgo Relacionados con Argentina”.

El Chocón: El Chocón es una empresa generadora eléctrica con una concesión a 30 años de dos instalaciones de generación hidroeléctrica con 1.320 MW de capacidad instalada acumulada. En la actualidad, El Chocón es la segunda instalación hidroeléctrica más grande en Argentina, representando aproximadamente el 6% de la capacidad instalada en el SIN al 31 de diciembre del 2002, y su producción de 3.682 GWh en el 2002 representó aproximadamente el 4,87% de toda la electricidad producida en el SIN durante dicho período. La instalación más grande de las dos que forman parte de la concesión de El Chocón tiene una capacidad instalada de 1.200 MW y es la principal instalación de control de inundaciones en el Río Limay. Durante la primera mitad del 1997, todo el año 1998 y la primera mitad de 1999, las operaciones de El Chocón se vieron adversamente afectadas por una sequía severa en la región de Comahue en Argentina, lo que ocasionó una baja en la generación de El Chocón. Desde la segunda mitad de 1999 hasta la fecha del presente informe anual, las condiciones hidrológicas han sido normales, permitiendo la recuperación de los niveles de las represas. La represa grande de la instalación, Ezequiel Ramos Mejía, le permite a El Chocón ser uno de los principales suministradores de punta en el SIN. Las variaciones en la descarga de El Chocón son atenuadas a través del embalse aguas abajo Arroyito que cuenta con una capacidad instalada de 120 MW. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002, los ingresos de El Chocón fueron US\$31 millones con una pérdida neta de US\$35,9 millones, calculados de acuerdo al GAAP chileno. Para dicho período, las ventas de electricidad fueron 3.719 GWh, comparado con 4.593 GWh el 2001. Aproximadamente el 15,72% de las ventas de El Chocón en el 2002, medidas en términos de GWh, fueron destinadas a los contratos de venta a largo plazo suscritos con empresas distribuidoras eléctricas y grandes clientes, mientras que el restante se vendió en el mercado spot.

En la actualidad, Endesa-Chile posee el 69,9% de Hidroinvest S.A. (“Hidroinvest”), que adquirió una participación del 59% en El Chocón, representando una inversión de US\$278,2 millones en agosto de 1993. Adicionalmente, a través de una filial en la que Endesa-Chile posee el 99,99%, la Compañía tiene una participación adicional del 6,2% en El Chocón.

La capacidad de transmisión limitada desde la región de Comahue (donde se ubica la instalación hidroeléctrica El Chocón) hasta la región de Buenos Aires restringe el potencial volumen de ventas de El Chocón y reduce las tarifas promedio conseguibles a las que El Chocón puede vender su electricidad, ya que los precios nudos en la región de Comahue son más bajos que los precios nudos en la región de Buenos Aires. En octubre de 1997, la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (“Transener”) se ganó la concesión para la construcción de una línea de transmisión de 500 kV a la región de Buenos Aires, cuya construcción se finalizó en octubre de 1999, aumentando así la capacidad de transmisión en aproximadamente 1.000 kW. El Chocón tiene una participación del 16,0% en esta línea de transmisión.

Endesa-Chile opera El Chocón mediante el pago de una tarifa que paga de conformidad a un contrato de operación con un plazo equivalente a la duración de la concesión. Endesa-Chile no puede poner término a dicho contrato durante un período de cinco años desde su fecha efectiva. El Chocón no tiene el derecho de ponerle término al contrato de operación, salvo en caso de incumplimiento por parte de Endesa-Chile con sus obligaciones acordadas. Según los términos del contrato, Endesa-Chile recibe una compensación en dólares US que se basa en los ingresos brutos anuales de El Chocón, lo que se paga en cuotas mensuales. El Chocón ha convenido compensar a Endesa-Chile contra toda responsabilidad proveniente de la operación por parte de Endesa-Chile de las instalaciones que son propiedad de El Chocón.

De acuerdo a los términos y condiciones establecidos por el Estado argentino con relación a la concesión de El Chocón de las instalaciones hidroeléctricas y a la venta de Costanera, El Chocón y Costanera deben cumplir con ciertas obligaciones de publicación de informes y monitoreo además de normas de emisiones. El incumplimiento por parte de El Chocón y Costanera con estas exigencias y con la legislación ambiental federal y local faculta al Estado argentino para imponer multas y, en algunos casos, anular el contrato de concesión de El Chocón. Además, el Estado puede exigir la suspensión de las operaciones de Costanera. Costanera y El Chocón han presentado informes de conformidad a la Ley de Desechos Peligrosos y su decreto de implementación, Decreto 831/93, que regula la eliminación de desechos peligrosos en Argentina. Se les ha informado a El Chocón y Costanera que están

clasificados como “posibles” generadores de desechos peligrosos. Es la opinión de Endesa-Chile que El Chocón y Costanera cumplen con todas las obligaciones sustanciales relacionadas con aspectos ambientales.

El Chocón tiene bonos en circulación por un monto total de principal de US\$ 140 millones y ha logrado renegociar exitosamente una prórroga de las fechas de vencimiento del principal de dichos bonos en dos ocasiones separadas. A la fecha del informe anual, la fecha de vencimiento prevista de los bonos es febrero de 2004 y El Chocón cumple con todos los términos contractuales relacionados con los bonos. La Compañía cree que se podrá prorrogar una vez más la fecha de vencimiento de esta obligación.

Operaciones brasileñas

La capacidad instalada total en Brasil a diciembre de 2002 era 76.140 MW, 84% de la cual es hidroeléctrica y el 16% térmica. La demanda de punta durante el año fue 50.408 MW y el consumo anual fue 339.643 GWh. El consumo aumentó en aproximadamente 3,3% en el 2002 con respecto al 2001.

Endesa-Chile tiene una mínima participación en el mercado brasileño a través de su filial Cachoeira Dourada S.A., representando el 1% de la capacidad instalada y el 1% de las ventas totales de energía de Endesa-Chile en el 2002. Endesa-Chile, a través de su empresa coligada CIEN, mantiene una participación de 2.000 MW en un proyecto de interconexión que corresponde a la línea de interconexión entre Argentina y Brasil. Existen otros operadores privados importantes en el mercado, aparte de la empresa estatal Electrobrás, que son Tractebel y AES.

La tabla a continuación establece cierta información estadística respecto a las ventas de electricidad de Endesa-Chile en Brasil al 31 de diciembre de los años 2000, 2001 y 2002.

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	2002
Número de instalaciones.....	1	1	1
Capacidad instalada-Cachoeira Dourada (MW).....	658	658	658
Producción (GWh).....	3.406	2.256	2.467
Compras de energía (GWh).....	481	854	1.125
Ventas totales de electricidad (GWh).....	3.887	3.743	3.591

En septiembre del 1997, un consorcio formado por Endesa-Chile y Edegel adquirió el 78,9% del capital social de Cachoeira Dourada, una concesión brasileña para la producción de energía, por US\$715,2 millones, representando la primera entrada de Endesa-Chile a Brasil. En octubre de 1997, el consorcio adquirió un 0,5% adicional de la participación de los trabajadores de Cachoeira Dourada por US\$3,7 millones. Durante 1998 y 2000, Endesa-Chile, a través de su filial Lajas Inversora S.A. (antiguamente Lajas Holding Inc.), incrementó su participación indirecta en Cachoeira Dourada. Al 31 de diciembre de 2002, Endesa-Chile tenía una participación de 92,5% en esta compañía. Cachoeira Dourada opera una central de pasada de 658 MW en el Estado de Goiás, al sur de Brasilia. Después del período de racionamiento (junio 2001 hasta febrero 2002), la producción de Cachoeira Dourada aumentó a 2.467 GWh en el 2002 de 2.256 en el 2001. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002, Cachoeira Dourada tuvo ingresos de US\$71,5 millones y una utilidad neta de US\$49,4 millones de acuerdo al GAAP chileno. Cachoeira Dourada vende toda su electricidad bajo un contrato “take-or-pay” a largo plazo celebrado en septiembre de 1997 con la Companhia Eléctrica de Estado de Goiás S.A. (“CELG”), compañía distribuidora estatal de la región. El contrato tiene una duración de 15 años. Durante los primeros cinco años, la CELG está obligada a comprar toda la electricidad producida por Cachoeira Dourada. Esa cantidad se reduce en un 10% por año, comenzando en el sexto año.

CIEN ha celebrado cuatro contratos de compra de energía, para su venta en Brasil. Furnas Centrais Eléctricas S.A. (“FURNAS”), Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (“GERASUL”), Companhia Paranaense de Energia-COPEL (“Copel”) y Companhia de Electricidad do Río de Janeiro (“Cerj”) son las compañías brasileñas a las cuales se proveerá la energía importada desde Argentina. Los contratos son en precios fijos denominados en reales, indexados en parte al dólar. Los contratos con GERASUL y FURNAS no son contratos “take or pay” con respecto a la cantidad de energía a adquirir, pero si exigen el suministro de 1.000 MW de capacidad en todo momento.

Con relación a la segunda línea de interconexión, Copel ha suspendido el pago de los contratos de energía y capacidad con CIEN desde enero del 2003. Endesa-Chile estima que el actual monto a pagar por Copel a CIEN es

aproximadamente US\$100 millones, según las facturas de suministro y los reembolsos de costos para los meses de diciembre de 2002 y de enero hasta mayo de 2003, incluyendo el interés y las multas estipulados en los términos de los contratos de energía y capacidad. En la actualidad, CIEN y Copel están en conversaciones para llegar a un acuerdo respecto de este tema, con el fin de continuar con los contratos existentes. CIEN trabaja en pos de una solución del problema para el futuro próximo; a pesar de esto, no podemos garantizar que vaya a poder encontrarla.

Operaciones colombianas

Las operaciones de Endesa-Chile en Colombia consisten en la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. (“Betania”), una instalación hidroeléctrica de 540 MW ubicada al sur de Bogotá, y Emgesa, S.A. (“Emgesa”), una instalación de 2.192 MW ubicada en la región de Cundinamarca y Huila. Existen además en este mercado dos operadores importantes que son AES y Unión Fenosa.

La tabla a continuación contiene información de las ventas de electricidad de Endesa-Chile en Colombia para los períodos indicados.

	Ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	2002 ⁽¹⁾
Número de instalaciones.....	10	10	8
Capacidad instalada total (MW).....	3.034	3.034	2.732
Producción (GWh).....	9.618	10.106	10.699
Compras de energía (GWh).....	3.737	4.485	4.023
Ventas totales de electricidad (GWh) ⁽¹⁾	13.356	14.591	14.722

(1) El 2 de julio de 2002, EMGESA cerró 302 MW de capacidad instalada en sus instalaciones de Casalaco.

En diciembre de 1996, el estado colombiano comenzó el proceso de privatización de sus activos de generación eléctrica y realizó una subasta pública para su participación del 99,9% en Betania. Un consorcio liderado por Endesa-Chile, a través de Capital Energía S.A. (“CESA”), ganó la subasta internacional con una oferta total de aproximadamente US\$302 millones el 27 de diciembre de 1996. Al 31 de diciembre de 2001, Endesa-Chile, a través de sus filiales de propiedad absoluta Endesa de Colombia S.A. (“Endesa-Colombia”) y Compañía Eléctrica Cono Sur S.A. (“Cono Sur”), posee el 85,6% de Betania. El saldo restante es de propiedad absoluta de las filiales pertenecientes a la Corporación Financiera del Valle S.A. (“Corfivalle”), una firma de inversiones colombiana. Endesa-Chile es el operador técnico de Betania. De acuerdo a los términos de la privatización, en diciembre de 2001, el consorcio puso a la venta en la Bolsa Colombiana el 15% de las acciones que adquirió del estado en 1996. Como producto de esta colocación pública, se vendieron 500.000 acciones.

Betania representaba aproximadamente el 4,0% de toda la capacidad instalada en el sistema colombiano al 31 de diciembre de 2002. La central se encuentra ubicada en el cruce de los ríos Magdalena y Yaguará en el suroeste de Colombia, a 380 kilómetros de Bogotá. La producción de Betania de 1,829 GWh en el 2002 representó el 4,1% de toda la producción eléctrica en el sistema colombiano en ese período.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002, los ingresos de Betania fueron US\$48,1 millones con una pérdida neta de US\$10,2 millones, de acuerdo al GAAP chileno. Para dicho período, se vendieron 2.638 GWh de electricidad, aproximadamente el 53,9% de este total se vendió bajo contratos de ventas mientras que el restante se vendió en el mercado spot.

En septiembre de 1997, Capital Energía, S.A. (“CESA”), una compañía en la cual una filial de propiedad absoluta de Betania tenía una participación del 51%, adquirió una participación del 48,5% en Emgesa. Endesa Desarrollo S.A. (“Endesa Desarrollo”), una compañía afiliada a Endesa-España, tiene una participación del 49% en Emgesa. Además, el consorcio adquirió una participación del 5,5% en Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (“EEB”), un holding propietario del restante 51,5% de Emgesa. Emgesa se formó con el fin de privatizar EEB, una compañía de servicios públicos eléctricos completamente integrada. Para poder hacer lo anterior, sus activos de transmisión y distribución se utilizaron para constituir Codensa S.A. E.S.P. (“CODENSA”), y sus activos de generación sirvieron para constituir Emgesa. El consorcio pagó US\$809,8 millones para su participación en Emgesa y su Directorio consiste en cinco directores, tres de los cuales pueden ser nombrados por el consorcio. Betania es el operador de Emgesa y no recibe ninguna compensación por sus servicios.

Emgesa es la generadora eléctrica más grande en Colombia con una capacidad instalada acumulada de 2.192 MW al 31 de diciembre de 2002, aproximadamente el 16,1% de la capacidad instalada total en Colombia. Emgesa posee siete instalaciones generadoras, seis de las cuales son hidroeléctricas y el restante es termoeléctrico a carbón. La producción de Emgesa es 8.870 GWh, representando aproximadamente el 19,8% de la producción eléctrica en el sistema colombiano. Los ingresos brutos de Emgesa al cierre del ejercicio 2002 fueron US\$268,5 millones y su utilidad neta fue US\$78,2 millones de acuerdo al GAAP chileno. Para dicho período, las ventas de electricidad fueron 12.084 GWh, aproximadamente el 65,1% de las cuales se vendió bajo contratos de ventas. El restante se vendió en el mercado spot. Emgesa vende una parte significativa de su producción a CODENSA de acuerdo a una serie de contratos a largo plazo.

Aproximadamente el 92,8% de la capacidad instalada de Endesa-Chile en Colombia es hidroeléctrica. Producto de lo anterior, la producción podría verse seriamente afectada por las condiciones de sequía en Colombia. Entre 1999 y 2001 (después de una época de sequía severa en la parte central de Colombia en 1997, hasta febrero de 1998 ocasionada por el Fenómeno del Niño), se estabilizaron los precios del mercado spot gracias a una condición hidrológica normal. Durante 2002, el Fenómeno del Niño fue moderado, produciendo una condición climática más seca y con precios mayores. El Fenómeno del Niño tiene efectos distintos según el país y puede producir una sequía severa en algunos de los países donde operamos mientras que podría ocasionar inundaciones severas en otros países, en cualquier año dado.

Operaciones peruanas

La capacidad instalada de Perú al 31 de diciembre de 2002 era 4.783 MW, 59% del cual correspondía a generación hidroeléctrica. La demanda de punta en el Sistema Interconectado Nacional fue 2.908 MW el 2002 mientras que en el sistema aislado ascendió a los 1.142 MW. El consumo total en el Sistema Interconectado Nacional el 2002 fue 19.660 GWh, 6,5% más que el 2001.

Endesa-Chile, a través de su filial Edegel S.A.A., gozaba de una participación de mercado del 22% en el 2002 en términos de la capacidad instalada y del 23% en términos de las ventas de energía. Existen otros operadores importantes en el mercado peruano que son Electroperú, Egenor, Enersur, Eepsa y Etevensa.

En noviembre de 1995, Endesa-Chile expandió sus operaciones hacia Perú donde Generandes Co., una compañía de las Islas Caimán establecida por un consorcio liderado por Entergy Corporation, una compañía estadounidense (actualmente sustituido por Southern Cone Power Perú S.A.), e Inverandes S.A., de propiedad completa de Endesa-Chile (actualmente sustituido por Compañía Eléctrica Cono Sur S.A.), adquirieron una participación del 60,0% en Edegel S.A.A. (“Edegel”). En agosto de 1996, Generandes Co. enajenó su participación en Edegel a Generandes Perú S.A. (“Generandes”). Anteriormente a esto, las operaciones de Edegel formaban parte de Electrolima Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad S.A. (“Electrolima”), una empresa eléctrica del estado de Perú posteriormente privatizada. Al 31 de diciembre de 2002, la participación de Compañía Eléctrica Cono Sur S.A., la de Southern Cone Power Peru S.A. y la de un socio local peruano en Generandes ascendieron al 59,63%, 38,13% y 2,24 %, respectivamente. El interés económico de Endesa-Chile en Edegel a dicha fecha fue del 37,9%. La tabla a continuación contiene información relativa a las ventas de electricidad de Endesa-Chile en Perú para los períodos indicados.

	Al cierre terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	2002
Número de instalaciones.....	8	8	8
Capacidad instalada total-Edegel (MW).....	1.003	1.003	1.003
Producción (GWh).....	3.623	4.176	4.279
Compras de energía (GWh).....	19	64,9	64,7
Ventas totales de electricidad (GWh)(1)	3.604	4.239	4.158

(1) La producción de energía más las compras de energía superan las ventas de energía debido a las pérdidas de energía.

Edegel es propietario de dos centrales hidroeléctricas ubicadas 280 kilómetros de Lima, más cinco centrales hidroeléctricas ubicadas a una distancia promedio de 50 kilómetros de Lima y una central térmica ubicada en la Ciudad de Lima. Es la empresa generadora eléctrica privada más grande de Perú. Sus ocho centrales cuentan con

una capacidad instalada de combinada 1.003 MW de los cuales 736 MW son hidroeléctricos. El 2002, la producción de Edegel ascendió a los 4.279 GWh. Todas sus centrales entregan energía al Sistema Interconectado Nacional, o el SINAC. Edegel también es dueña de líneas de transmisión (220 kV y 66 kV) que conectan las centrales con los centros de demanda en la zona de Lima. En términos de megawatts, aproximadamente el 65% de las ventas de energía de Edegel tienen como destino actual las principales empresas distribuidoras además de algunos grandes clientes. Las ventas restantes se hacen en el mercado spot. Las ventas de energía en el 2002 ascendieron a los 4.158 GWh comparado con los 4.239 GWh el 2001. El 2000, Edegel terminó la construcción de su central hidroeléctrica Yarango con una capacidad instalada de 43 MW y la central hidroeléctrica Chimay con una capacidad instalada de 153 MW. Las centrales Yarango y Chimay comenzaron sus operaciones en febrero 2000 y octubre 2000, respectivamente.

Estrategia comercial

Pretendemos aprovechar nuestro conocimiento y posición en el mercado como la compañía líder en América Latina para:

- Expandir nuestra cobertura en un mercado cada vez más regional en el cual existen expectativas a largo plazo de crecimiento significativo en el consumo de energía por habitante, a pesar del actual desorden regional;
- Mejorar nuestro margen operacional al reducir de manera significativa los costos operacionales y financieros de nuestros negocios existentes; y
- Maximizar nuestro retorno en inversiones en nuestras filiales.

Con el propósito de implementar estas estrategias, la Compañía ha programado ciertas inversiones para su negocio principal de generación eléctrica. La Compañía invirtió un total de aproximadamente US\$252,2 millones en 1999, US\$147,2 millones en el 2000, US\$73,7 millones en el 2001 y US\$187,7 en el 2002 en el negocio de generación eléctrica. Los elementos adicionales de nuestra estrategia se describen con mayor detalle a continuación.

Proyectos SIC: la demanda de electricidad en el SIC ha crecido a una tasa anual promedio del 6,0% durante los cinco años que terminan el 31 de diciembre de 2002, comparado con una tasa de crecimiento anual promedio compuesto del 3,7% para el producto interno bruto chileno durante el mismo período. Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002, la demanda en el SIC había crecido en un 4,0%, mientras que el crecimiento del producto interno bruto de Chile se estima aproximadamente en 3,4%. Las proyecciones oficiales publicadas para el SIC por la Comisión Nacional de Energía de Chile indican que la tasa de crecimiento anual promedio de la demanda energética crecerá en un 7,0% en el 2003 y a una tasa anual promedio de 8,5% hasta fines del 2006.

Endesa-Chile, a través de su participación del 45% en CIEN, Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (“CTM”), Comercializadora del Mercosur S.A. (“CEMSA”) y Transportadora de Energía S.A. (“TESA”), participa en dos líneas que conectan los sistemas de transmisión de Argentina y Brasil y en la venta de electricidad generada en Argentina en el mercado brasileño. Con el fin de conectar a los sistemas de transmisión de Argentina y Brasil, CIEN construyó una línea transmisora de 500 kV a lo largo de un tramo de 500 km de Rincón, Argentina, a Itá en el Estado de Santa Catarina, Brasil, y construyó además una segunda línea con la misma capacidad. El costo de las dos líneas se estima en US\$650 millones. Se instalaron dos estaciones convertidoras para la conversión de la energía de 50 Hz a 60 Hz. La primera de las dos líneas entró en operación en mayo de 2000 y la segunda comenzó las operaciones de la primera etapa de 500 MW en mayo de 2002, mientras la segunda etapa (500 MW) entró en operación en agosto del 2002. CIEN ha recibido dos autorizaciones a 20 años de ANEEL para la operación de las líneas transmisoras, después de dicho período las líneas de transmisión y las estaciones convertidoras serán de propiedad del estado brasileño

Endesa-Chile ha invertido un total de aproximadamente US\$370 millones al 31 de diciembre de 2002 y anticipa inversiones US\$179 millones y US\$47 millones en 2003 y 2004, respectivamente, para poder terminar la central Ralco. Los costos de desarrollo del proyecto se han financiado gracias a efectivo de operaciones entregado por Endesa-Chile, Endesa-Chile espera que, una vez terminada la construcción del proyecto, financiar inversiones con el flujo de capital operacional. Endesa-Chile espera financiar la construcción del proyecto con una combinación de efectivo proveniente de las operaciones de Endesa-Chile, abonos de proveedores de los proveedores de equipos y de créditos otorgados por instituciones financieras.

Otros: En la región de Aysén en el sur de Chile, Endesa-Chile posee derechos de agua significativamente subdesarrollados en las cuencas de los Ríos Baker y Pascua. Si bien la transmisión de energía hidroeléctrica dentro de la región austral o al SIC hoy no es comercialmente factible, la administración cree que el dominio de Endesa-Chile sobre estos derechos de agua le permitirá posicionarse de tal forma que pueda sacar provecho del futuro crecimiento en la demanda.

El Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico

En octubre del 2002, el Directorio de Endesa-Chile aprobó con un voto unánime el Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico con el fin de mejorar nuestra estructura de patrimonio, refinanciar nuestra deuda bancaria y tratar el tema de liquidez a corto plazo. En particular, el Directorio reconoció que el apalancamiento propio de Endesa-Chile, no consolidado, era demasiado alto, y que los créditos sindicados y bancarios bilaterales otorgados a Endesa-Chile para un monto acumulado total de más de US\$743 millones, vencerían durante el período 2003 a 2004, y que dos de los bonos públicos emitidos por el Grupo Endesa-Chile vencerían entre mayo y julio del 2003, lo que representa un potencial riesgo de liquidez para el Grupo. Pensamos que los fondos que espera obtener Endesa-Chile mediante la implementación del Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico mejorarán la estructura de capital de la Compañía, dándole liquidez.

Este Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico contempla las siguientes operaciones:

El refinanciamiento de la deuda bancaria: Endesa-Chile tenía significativas sumas de deuda con un vencimiento programado para los años 2003 y 2004. Específicamente, 1) la mayor parte de los créditos sindicados y bilaterales de Endesa-Chile, 2) un documento por €400 millones a tres años con tasa flotante con vencimiento el 24 de julio de 2003, emitido por Endesa Internacional, una filial de propiedad absoluta de la Compañía (“Endesa-Chile MTN”) y 3) un Pagaré por US\$170 millones con una tasa de 7,3% con vencimiento el 1 de mayo de 2003, emitido en 1996 por Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., una filial en la que Endesa-Chile es el accionista mayoritario (el “Bono Yankee de Pehuenche”) que también vencería en dicho período. El Bono Yankee de Pehuenche venció en mayo del 2003 y estaba enteramente pagado a la fecha de su vencimiento. El 15 de mayo de 2003, refinanciamos US\$743 millones de la deuda bancaria sindicada y bilateral de la Compañía y la estructuramos como un Mecanismo de Crédito a Término Sindicado Garantizado Senior para Endesa-Chile, actuando mediante su Sucursal Islas Caimán (el “Mecanismo de Endesa-Chile”).

Se espera que el refinanciamiento de las obligaciones bancarias a través del Mecanismo permita a Endesa-Chile: (a) hacer los pagos de los bonos con vencimiento en 2003 por un total de US\$550 millones, (b) extender el perfil de vencimiento de su deuda, y (c) permitir que haya un mayor período de tiempo antes de la amortización de los pagos del principal de su deuda.

Entre otras consecuencias, este refinanciamiento elimina ciertos gatillos de prepago obligatorio asociados con la clasificación de crédito Standard & Poor’s y las matrices de fijación de precios que vincularon el margen de la tasa de interés del endeudamiento de Endesa-Chile a dicha clasificación de crédito Standard & Poor’s. Véase “Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Prospectos — B. Liquidez y Recursos de Capital”.

El 16 de abril de 2003, inmediatamente posterior al refinanciamiento bancario exitoso, Standard & Poor’s eliminó la “proyección negativa” de la clasificación de Endesa-Chile’s, cambiándola a “estable”.

La venta de activos: El 4 de octubre de 2002, el Directorio de Endesa-Chile decidió que el Plan de Fortalecimiento Financiero incorporaría la venta de activos con el fin de generar ganancias de aproximadamente US\$500 millones a US\$600 millones, los cuales se aplicarían al repago del endeudamiento relacionado con los vencimientos de bonos a pagar en el 2003. Por lo tanto, pretendemos repagar dichas obligaciones a medida que venzan con una combinación de caja y las ganancias de las ventas de activos. Como parte del Plan de Fortalecimiento Financiero, Endesa-Chile ha vendido:

- Central Hidroeléctrica Canutillar, una central que entró en operación en 1991 con una capacidad instalada de 172 MW (o 4,4% de la capacidad instalada total de Chile), el 30 de abril del 2003 por US\$170 millones;
- Infraestructura 2000. Esta venta generó US\$55 millones y la deuda consolidada de la Compañía disminuirá aproximadamente US\$220 millones.

Otros: Esperamos además que el Plan de Fortalecimiento Financiero facilite el apoyo a los proyectos de inversión de la Compañía, principalmente Ralco. La pérdida de capacidad que representó la venta de Canutillar para Endesa-Chile se compensará con la incorporación de Ralco, cuya entrada en operación se espera para el segundo semestre del 2004. Ralco tiene una producción anual estimada de 3.000 GWh, comparado con los 950 GWh de Canutillar. Esta venta no afectará la posición líder de Endesa-Chile en el Sistema Interconectado Central de Chile, o SIC, ya que su participación en el mercado de la generación sólo sufrirá una reducción del 52% al 49%. Endesa-Chile está trabajando en el refinanciamiento del proyecto GasAtacama S.A. con deuda de terceros con instituciones financieras internacionales y las ganancias se utilizarán para pagar la deuda que tiene el proyecto con sus inversores. Endesa-Chile está en el proceso de vender algunas de sus líneas de transmisión de propiedad de la Compañía y de sus filiales. Véase “—A. Historia y Desarrollo de la Compañía—Desinversiones.”

Se espera a que el Plan de Fortalecimiento Financiero, que contempla la venta de activos, el refinanciamiento de GasAtacama y la reducción de la deuda, producto de la venta de Infraestructura 2000, disminuya en aproximadamente US\$500 millones a US\$600 millones los pasivos consolidados de la Compañía.

C. Estructura organizacional

Los datos a continuación representan una breve descripción de las filiales importantes de Endesa-Chile al 31 de diciembre de 2002.

Central Costanera S.A. (“Costanera”)

Costanera es una empresa generadora eléctrica, cuyas acciones se cotizan en la bolsa, ubicada en Buenos Aires, Argentina con una central de generación a gas y a petróleo con una capacidad de 1.451 MW más una central de ciclo combinado a gas natural con una capacidad de 851 MW, que entró en operación en diciembre de 1998. La generación de Costanera llegó a los 3.486 GWh y sus ventas totales de electricidad ascendieron a los 4.178 GWh el 2002. Endesa-Chile adquirió una participación del 24,00% en Costanera en 1992 cuando el estado argentino la privatizó y desde esa fecha ha aumentado su derecho de usufructo. Endesa-Chile, a través de su filial Endesa Argentina, posee el 51,93% de Costanera. Costanera está constituida en Argentina.

Hidroeléctrica El Chocón S.A. (“El Chocón”)

El Chocón es una empresa generadora eléctrica ubicada entre las Provincias de Neuquén y Río Negro en el sur de Argentina (la Zona de Comahue). Cuenta con dos centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada acumulada de 1.320 MW. Actualmente El Chocón es la segunda central hidroeléctrica más grande en Argentina. La generación total de El Chocón en el 2002 fue 3.682 GWh y sus ventas totales de electricidad fueron 3.719 GWh. Esta concesión a 30 años fue otorgada por el estado argentino a nuestra filial Hidroinvest S.A., que compró el 59% de las acciones en julio de 1993 durante el proceso de privatización. Endesa-Chile opera El Chocón a cambio de una compensación según lo establecido en un contrato de operaciones con un plazo igual a la duración de la concesión. La participación indirecta de Endesa-Chile en El Chocón es 47,45%, mediante Hidroinvest.

Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.

Esta compañía, constituida en Brasil, está ubicada en el Estado de Goias al sur de Brasilia. Consiste en una central hidroeléctrica de pasada con una capacidad instalada total de 658 MW. Durante el 2002, su generación total fue 2.467 GWh y sus ventas totales de electricidad fueron 3.591 GWh.

En septiembre de 1997, un consorcio compuesto por Endesa-Chile, con una participación de 81,94%, y la filial peruana Edegel con un 18,06%, se adjudicó el 79,36% del capital accionario de Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. En 1998 y 2001, Endesa-Chile, a través de su filial Lajas Inversora S.A. (anteriormente Lajas Holding Inc.), incrementó su participación indirecta en Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. La participación indirecta de Endesa-Chile en Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada es 92,50%, a través de su filial Lajas Inversora S.A. (anteriormente Lajas Holding Inc.). Endesa-Chile es el operador de la central Cachoeira Dourada.

Pehuenche S.A. (“Pehuenche”)

Pehuenche, una empresa de generación conectada al SIC, es propietaria de tres centrales al sur de Santiago en la cuenca hidrológica de alta pluviosidad del río Maule. Su central Pehuenche de 566 MW entró en operación en 1991,

su central Curillinque de 89 MW comenzó a operar a fines de 1993, y su central Loma Alta de 40 MW comenzó a operar en Agosto de 1997. En el 2002, la generación total fue 3.969 GWh y las ventas totales de electricidad fueron 3.939 GWh. Endesa-Chile tiene el 92,65% del capital social de Pehuenche al 31 de diciembre de 2002. Pehuenche está constituida en Chile.

Pangue S.A. (“Pangue”)

Pangue fue creada para construir y operar una central hidroeléctrica de capacidad instalada de 467 MW en el río Bío-Bío. La primera unidad entró en operación el 31 de Octubre de 1996, mientras que la segunda unidad comenzó a operar el 3 de febrero de 1997. La capacidad instalada de Pangue representa aproximadamente el 7% de la capacidad instalada total en el SIC. Durante el año 2002, la generación total fue 1.978 GWh y las ventas totales de electricidad fueron 2.070 GWh. Endesa-Chile tiene el 94,99% del capital social de Pangue al 31 de diciembre de 2002. Pangue está constituida en Chile.

Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (“Celta”)

Celta fue formada en noviembre del 1995 para construir y operar una central térmica a carbón de 182 MW en el SING. La capacidad instalada de Celta representa el 5,3% de la capacidad instalada total en el SING. Celta cuenta con un contrato a 20 años con la compañía minera Doña Inés de Collahuasi, mediante el cual Celta se compromete a suministrar 91 MW de energía anual. Las ventas asociadas con este contrato ascendieron a los 726 GWh durante 2002, representando el 77% de las ventas totales de electricidad de la compañía. La generación total de electricidad fue 602 GWh y las ventas totales de electricidad fueron 936 GWh. Endesa-Chile es propietario del 100% de Celta. Celta está constituida en Chile.

Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (“San Isidro”)

San Isidro se constituyó en febrero del 1996 para construir y operar una central térmica de ciclo combinado de 379 MW en Quillota en la Quinta Región. La planta comenzó su operación comercial en octubre de 1998 y se construyó una línea de transmisión de 9 kilómetros para conectar esta central al SIC. El propietario de este sistema de transmisión es la empresa Transquillota Ltda., en la cual San Isidro tiene una participación de 50%. Endesa-Chile tiene el 75% del capital social de San Isidro. El resto de la participación pertenece a Entergy. San Isidro está constituida en Chile.

Ingendesa

Ingendesa es una empresa de ingeniería multidisciplinaria fundada a fines del año 1990. Su propósito es proveer servicios de ingeniería, administración de proyectos y servicios relacionados en Chile e internacionalmente. Por lo tanto, ofrece todas las especialidades necesarias: los servicios de ingeniería civil, mecánica y eléctrica, metalurgia, arquitectura y medio ambiente. Desde su creación, Ingendesa ha estado consolidando su posición como una de las principales empresas consultoras de la industria eléctrica chilena, con una gran participación de mercado en el diseño e inspección de los proyectos más grandes de generación y transmisión en Chile. También se ha diversificado a nuevas áreas de negocios. Ingendesa es una filial propiedad en un 97,64% de Endesa-Chile. Ingendesa está constituida en Chile.

Túnel El Melón S.A. (“Túnel El Melón”)

Túnel El Melón fue creado en julio de 1993 para construir y administrar el túnel público llamado Túnel El Melón, bajo una concesión a 23 años. Incluye 3,3 km de caminos de acceso y un túnel de un largo aproximado de 2,5 km. Se encuentra ubicado a 130 km al norte de Santiago y fue la primera concesión de infraestructura otorgada por el Estado chileno. La operación comercial del túnel comenzó en septiembre de 1995. Endesa-Chile es propietario del 99,95% de esta empresa.

Sociedad Concesionaria Autopista Del Sol S.A.

Esta compañía fue formada en Chile para construir y administrar la autopista N° 78 Santiago-San Antonio bajo una concesión a 23 años. La autopista tiene un largo de 108 km. La primera sección entre Malloco y San Antonio entró en operaciones en abril de 1997, mientras que la sección Santiago-Malloco comenzó sus operaciones en enero de 1998. El Ministerio de Obras Públicas dio su aprobación final de la obra pública vial en junio de 2001. Al 31 de

diciembre de 2002, Endesa-Chile tenía una participación de 60,04% en esta filial a través de Infraestructura 2000. Infraestructura 2000 se vendió el 23 de junio de 2003.

Autopista Los Libertadores S.A.

El objetivo de esta compañía es la construcción y administración de la autopista Santiago-Colina-Los Andes bajo una concesión a 28 años. El proyecto consiste en el ensanchamiento y mejoramiento del actual autopista General San Martín, de aproximadamente 90 km de largo, e incluye la construcción de una carretera de doble vía y caminos de acceso entre Santiago y Colina, un *by-pass* de doble vía en Colina entre Peldehue y el Túnel Casas de Chacabuco y un *by-pass* de una pista en Los Andes. El proyecto también consiste en el mejoramiento y repavimentación del Túnel Chacabuco. En diciembre de 2001, el Ministerio de Obras Públicas dio su aprobación final de la obra vial. Al 31 de diciembre de 2002, la participación indirecta de Endesa-Chile en Autopista Los Libertadores fue el 58,36%, mediante Infraestructura 2000. Infraestructura 2000 se vendió el 23 de junio de 2003.

Emgesa S.A. E.S.P. (“Emgesa”)

El 15 de septiembre de 1997, Central Hidroeléctrica de Betania, a través de su filial Inversiones Betania S.A. y en asociación con Endesa Desarrollo S.A. de España, se adjudicó el control de la empresa generadora Emgesa, con el 48,48% de la participación. Emgesa tiene una capacidad instalada total de 2.912 MW, de los cuales 1.971 MW son hidroeléctricos y 221 MW son térmicos. Durante 2002, la generación total de Emgesa fue 8.870 GWh y las ventas totales fueron de 12.084 GWh. Al 31 de diciembre de 2002, la participación indirecta de Endesa-Chile en Emgesa era de 22,36%. Emgesa fue constituida en Colombia.

Central Hidroeléctrica De Betania S.A. E.S.P. (“Betania”)

Betania es una central de generación hidroeléctrica y está ubicada en el cruce de los ríos Magdalena y Yaguará, en el sudoeste de Colombia. En diciembre de 1996, un consorcio conformado por Endesa-Chile, con una participación del 75%, y la empresa colombiana Corfivalle, con el 25% restante de la participación, se adjudicó el 99,9% del capital social en Betania. En 1997, siguiendo un programa de mejoras operacionales, se incrementó la capacidad de la planta de 510 a 540 MW. Durante el 2002, la generación total fue 1.829 GWh y las ventas totales fueron 2.638 GWh. Al 31 de diciembre de 2002, Endesa-Chile poseía el 85,62% de Betania. Betania está constituida en Colombia.

Edegel S.A.A. (“Edegel”)

Edegel es una empresa de generación de electricidad propietaria de siete centrales hidroeléctricas (Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampani, Yanango and Chimay) y una central termoeléctrica (Santa Rosa), con una capacidad instalada combinada de 1.003 MW. En el 2000, Edegel terminó la construcción de dos centrales hidroeléctricas, Yanango (43 MW) y Chimay (153 MW), y una línea de transmisión de 220 kV, uniendo ambas centrales al sistema peruano. Durante 2002, la generación total fue 4.279 GWh y las ventas totales de electricidad fueron de 4.158 GWh. Al 31 de diciembre de 2002, Endesa-Chile tenía una participación de 37,9% en esta filial indirecta. Edegel está constituida en Perú.

Principales compañías coligadas

Comercializadora de Energía de Mercosur S.A. (“CEMSA”)

CEMSA es responsable de la comercialización de electricidad, incluyendo las importaciones y exportaciones de energía. Endesa-Chile tiene una participación indirecta en CEMSA del 45%. El otro accionista de CEMSA es Endesa-España. CEMSA está constituida en Argentina.

CIEN - Companhia De Interconexão Energética (“Cien”)

Esta compañía brasileña es responsable de la comercialización de electricidad en el mercado brasileño y de la operación de todo el sistema de transmisión en el lado brasileño del proyecto de interconexión Brasil-Argentina. Al 31 de diciembre de 2002, Endesa-Chile tenía una participación de 45% en esta compañía. CIEN está constituida en Brasil.

Electrogas S.A. (“Electrogas”)

Electrogas fue creada a fines de 1996. El objetivo de esta compañía es ofrecer el servicio de transporte de gas natural a la Quinta Región, especialmente a las centrales de ciclo combinado San Isidro y Nehuenco en Quillota. La participación de Endesa-Chile en esta compañía es 42,5%. Los otros accionistas son Colbún y Enap.

Gasoducto Atacama Chile Limitada (“Gasoducto Atacama”)

Gasoducto Atacama fue creada con el fin de transportar gas natural tanto dentro de Chile como en el exterior, incluyendo la construcción e instalación de tuberías y cualquier otra actividad relacionada. La compañía Gasoducto Atacama Compañía Ltda. cambió su nombre a Gasoducto Atacama Chile Ltda. en octubre de 2002, y su nombre comercial es Gasoducto Atacama . La participación de Endesa-Chile en Gasoducto Atacama es 50%.

GasAtacama Generación Limitada (“GasAtacama Generación”)

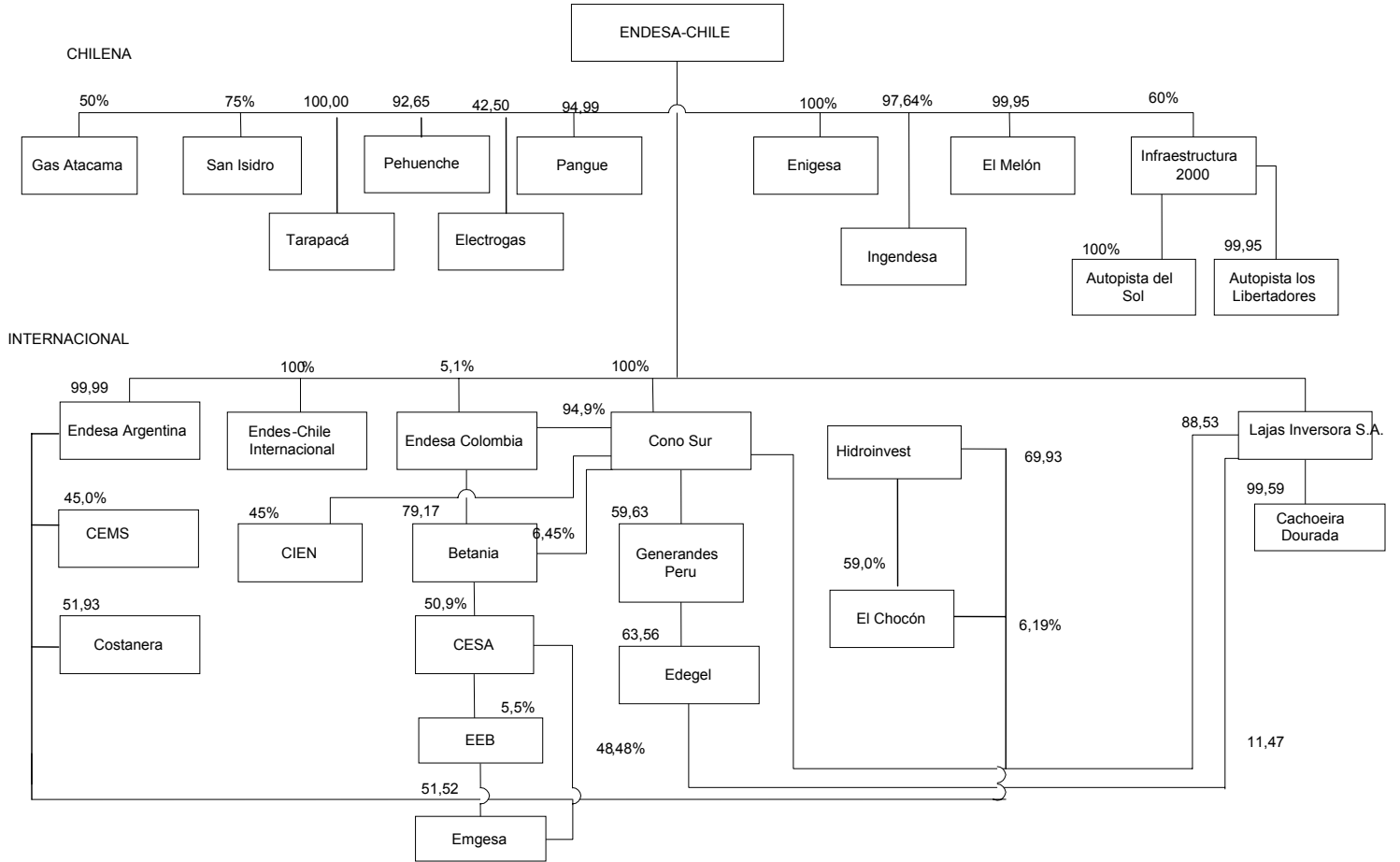
El propósito de esta compañía es generar, transmitir, comprar, distribuir y vender energía eléctrica en el SING. La compañía Nor Oeste Pacífico Generación de Energía Limitada (“Nopel Ltda.”) cambió su nombre a GasAtacama Generación Limitada en octubre de 2002, y su nombre comercial es GasAtacama Generación. La participación de Endesa-Chile en esta compañía es 50%.

Las filiales

El diagrama a continuación muestra las principales filiales y compañía coligadas de Endesa-Chile.

Las principales filiales y empresas coligadas de Endesa-Chile

(al 31 de diciembre del 2002)



La tabla a continuación contiene detalles de las filiales extranjeras de Endesa-Chile para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002.

	% de participación de Endesa-Chile	Activos totales	Activos netos (1)	Capacidad instalada total	Capacidad neta (2)
	(Millones de Ch\$ al 31 de diciembre de 2002, excepto porcentajes)		(MW)		
	2002	2002	2002	2002	2002
<i>Argentina</i>					
Costanera	51,93%	429.676	223.131	2.302	1195
El Chocón	47,45%	335.022	158.968	1.320	626
Total Argentina	—	764.699	—	3.622	
<i>Brasil</i>					
Cachoeira Dourada	92,50%	515.919	477.225	658	609
<i>Colombia</i>					
Betania	85,62%	832.449	712.743	540	462
Emgesa	22,36%	1.175.623	262.869	2.192	490
Total Colombia	—	2.008.072	—	2.732	
<i>Perú</i>					
Edegel	37,90%	938.568	355.717	1.003	380
Total fuera de Chile	—	4.227.258	2.190.653	8.015	3763

Fuente: Endesa-Chile

- (1) Los activos consolidados totales de las entidades en los cuales Endesa-Chile tiene participación multiplicados por la participación de Endesa-Chile en esa entidad.
- (2) Capacidad instalada total de las entidades en los cuales Endesa-Chile tiene participación multiplicada por la participación de Endesa-Chile en esa entidad.

D. Propiedad, plantas y equipos

Temas medioambientales

El sector eléctrico está sujeto a extensas regulaciones medioambientales que requieren la confección de estudios de impacto ambiental para obtener la aprobación de proyectos futuros. Las filiales de Enersis siempre han planificado sus proyectos y operaciones con el fin de satisfacer y cumplir con los reglamentos ambientales de las diferentes jurisdicciones donde ellas operan.

En el 2002, algunas de las principales filiales de Endesa-Chile, incluyendo Compañía Eléctrica San Isidro S.A., Central Térmica Tal Tal y Empresa Eléctrica Pangué, obtuvieron la certificación ISO 14001 para sus Sistemas de Administración Ambiental. Empresa Eléctrica Pangué es la primera central hidroeléctrica en Chile en obtener una certificación de esta naturaleza. Nuestra compañía coligada, GasAtacama Generación, es la primera generadora en el SING en obtener su certificación ISO 14001.

Proyecto Ralco

El proyecto Ralco está ubicado en la cuenca alta del río Bío-Bío, aproximadamente 120 km al sureste de la ciudad de Los Angeles en Chile, y algunos 30 km aguas arriba de la central Pangué. Este proyecto contempla la construcción de una central hidroeléctrica con una capacidad nominal de 570 MW, cuya generación se estima en los 3.100 GWh anuales en el SIC. Al 31 de marzo de 2003, el 82,4% del proyecto Ralco estaba terminado y se espera a que la central hidroeléctrica Ralco entre en operación durante el segundo semestre del 2004.

Con respecto a los aspectos medioambientales del proyecto, Endesa-Chile continuaba preparando durante el 2002 todos sus planes y programas comprometidos y establecidos en su informe de evaluación de impacto ambiental

y ha progresado de forma significativa con lo propuesto en su estudio de impacto ambiental y los requisitos impuestos por las calificaciones ambientales para el proyecto.

El cumplimiento con los compromisos ambientales asumidos por Endesa-Chile se ha certificado mediante los informes de auditoría presentados a las autoridades ambientales respecto de los aspectos ecológicos tanto como sociales y culturales. El proyecto cuenta con un equipo en terreno formado por profesionales de varias disciplinas que llevan a cabo los programas y actividades.

Con respecto al plan de reubicación del Proyecto Ralco, los sitios Ayin Mapu y El Barco en los cuales se reubicaron las familias son comunidades indígenas bajo la ley. El Plan de Asistencia de Continuidad, que representa un componente importante del Proyecto Ralco, está en plena vigencia, con varios programas orientados a estimular la participación de las familias reubicadas.

Endesa-Chile ha firmado 71 de los 77 acuerdos de intercambio de propiedad con las familias reubicadas, todos los cuales cuentan con la aprobación de la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (“CONADI”). Ya se han reubicado estas familias en las nuevas comunidades o en otros sitios restantes. Actualmente un comité asignado por el Ministerio de Economía está estudiando los seis acuerdos pendientes.

Gravámenes mayores

El crédito otorgado por el Banco del Estado de Chile se utilizó para financiar la adquisición de equipos para la Central Curillinque. Para garantizar este crédito, Pehuenche puso en garantía dichos equipos para un valor de Ch\$12 mil millones. Endesa Argentina S.A. ha entregado como prenda 32.338.108 acciones de Costanera a SEGBA S.A. y al Secretario de Energía de Argentina, para garantizar el pago de un crédito de hasta Ch\$68 mil millones otorgado por el Estado italiano a SEGBA S.A., el cual ha sido asumido por Costanera.

Pangue S.A. ejecutó los siguientes gravámenes e hipotecas, en virtud del Acuerdo sobre la Administración y Distribución de Prendas del 18 de agosto de 1993: (i) primera hipoteca de los derechos de agua y propiedad donde se encuentra ubicada la central; (ii) primer gravamen, de acuerdo a la Ley N° 18.112, de las líneas eléctricas, maquinaria y equipos de la central; (iii) la prohibición de la venta, enajenación o gravamen de dichos activos, incluyendo la concesión definitiva para establecer la central Pangue. Las hipotecas y sus prohibiciones correspondientes están registradas en el Conservador de Bienes Raíces de Santa Bárbara. El valor de los equipos puestos en prenda fue Ch\$84 mil millones al 30 de diciembre de 2002. Estos gravámenes y prohibiciones garantizan las obligaciones de Pangue S.A. ante los prestamistas del proyecto: Skandinaviska Enskilda Banken, Export Development Corporation, Kreditanstalt für Wiederaufbau y Eksportfinans.

San Isidro ejecutó un gravamen por un monto de Ch\$71.500 millones en conexión con los equipos entregados por Mitsubishi Corporation.

Cada una de las empresas Celta S.A., Pangue S.A. y Endesa-Chile Internacional mancomunada y solidariamente garantiza el pago de todos los montos vencidos y pagaderos bajo el Mecanismo de Crédito a Término Sindicado Garantizado Señor de US\$173 millones para Endesa-Chile (el Mecanismo de Endesa-Chile). Adicionalmente, Pehuenche mancomunada y solidariamente garantiza el pago de hasta US\$185 millones bajo el Mecanismo de Endesa-Chile, cuyo monto garantizado se puede aumentar de tiempo a tiempo durante la vida del Mecanismo de Endesa-Chile sujeto a ciertas condiciones y limitaciones.

Descripción de propiedades y seguros

Una porción sustancial del flujo de efectivo y utilidad neta de Endesa-Chile se deriva de la venta de electricidad producida por sus centrales de generación eléctrica. Daños importantes incurridos en una o más de una de las principales centrales de generación eléctrica de Endesa-Chile o la interrupción de la producción de electricidad, sea producto de un terremoto, inundaciones, actividad volcánica u otra causa, tendrían efectos significativos adversos en las operaciones de Endesa-Chile. Por tanto, Endesa-Chile asegura todas sus instalaciones de generación eléctrica contra terremotos, incendios, inundaciones y otras ocurrencias similares y contra daños ocasionados a raíz de acciones de terceros. Dicho seguro se basa en el avalúo de las instalaciones según lo determinado de vez en cuando por parte de un tasador independiente. Sin embargo, sobre la base de los estudios geológicos, hidrológicos y de ingeniería realizados, la administración de Endesa-Chile opina que el riesgo de un evento de este tipo es remoto. De conformidad con las pólizas de seguro de Endesa-Chile, los siniestros están sujetos a los deducibles habituales más

otras condiciones. Endesa-Chile también mantiene un seguro para interrupciones de servicio que le proporciona cobertura en caso de cualquier falla ocurrida en cualesquiera de sus instalaciones por un período de hasta 18 meses, comenzando después del período deducible. No obstante, no se puede asegurar que la compensación proveniente de dicho seguro estaría disponible de manera oportuna ni que sería suficiente para compensar las pérdidas en un 100%. Endesa-Chile también posee aproximadamente 104 km de líneas de transmisión en el SIC. Endesa-Chile no piensa que en este momento esté disponible en términos comerciales razonables, una cobertura de seguro para sus activos de transmisión.

Las propiedades principales de Endesa-Chile consisten en sus 20 instalaciones de generación eléctrica, todas las cuales son de su propiedad. Adicionalmente, Endesa-Chile posee los 27.793 metros cuadrados que conforman los edificios de su casa matriz en Santiago.

Como parte de su Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico lanzado en octubre de 2002, Endesa-Chile pretenderá vender y después arrendar del comprador, la propiedad que conforma nuestra casa matriz ubicada en Santa Rosa 76, Santiago Centro.

Adicionalmente, Endesa-Chile cuenta con inversiones y participación mayoritaria en compañías generadoras en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. La administración de cada filial es responsable de aprobar la cobertura de seguro que se contrata en el exterior, tomando en consideración la calidad de las aseguradoras junto con las necesidades, condiciones y evaluaciones de riesgo de cada instalación generadora, y se basan en las pautas corporativas generales dictadas por Endesa-Chile.

La tabla a continuación establece los detalles con respecto a nuestras centrales operativas al 31 de diciembre de 2002.

RESUMEN DE DATOS OPERACIONALES (1)

	1998	1999	2000	2001	2002
Capacidad instalada en Chile (MW).....	3.522	4.130	4.035	3.935	3.935
Capacidad instalada en Argentina (MW).....	3.631	3.622	3.622	3.622	3.622
Capacidad instalada en Colombia (MW).....	3.054	3.035	3.035	3.035	2.732
Capacidad instalada en Brasil (MW).....	658	658	658	658	658
Capacidad instalada en Perú (MW).....	809	806	997	997	1.003
Producción en Chile (GWh).....	12.188	13.672	15.346	15.741	16.286
Producción en Argentina (GWh).....	7.310	9.150	10.129	9.948	7.168
Producción en Colombia (GWh).....	11.489	10.898	9.618	10.106	10.699
Producción en Brasil (GWh).....	2.941	3.222	3.406	2.256	2.467
Producción en Perú (GWh).....	3.072	2.950	3.623	4.176	4.279
Empleados en Chile.....	1.763	1.383	888	870	818
Empleados fuera de Chile.....	1.395	1.143	876	882	839

(1) Representa la capacidad instalada acumulada, producción y empleados de cada filial o empresa relacionada de Endesa-Chile, no solamente la participación de Endesa-Chile en ellas.

MARCO REGULATORIO

Chile

Estructura industrial

La industria eléctrica en Chile se divide en tres sectores: generación, transmisión y distribución. El sector de generación consiste en las compañías que generan electricidad a partir de fuentes de producción hidroeléctrica y térmica. Estas venden su producción a las compañías distribuidoras, los clientes regulados y no regulados y a otras compañías generadoras. El sector de transmisión consiste en las compañías que transmiten a alto voltaje la electricidad producida por las generadoras, las cuales, por su parte, venden su producción a las compañías de distribución, otros clientes regulados, clientes no regulados y otras compañías de generación. El tercer sector consiste en las compañías de distribución que compran electricidad de las generadoras para luego venderla a sus

clientes regulados y no regulados. La distribución es definida para fines regulatorios como todo el suministro de energía hasta un voltaje e incluyendo 23 kV.

El sector de electricidad en Chile se regula de conformidad al DFL N° 1 promulgado en 1982 y con los reglamentos estipulados en el Decreto N° 327 de 1998, y sus modificaciones, colectivamente conocidos como la Ley Eléctrica de la República de Chile. Bajo la Ley Eléctrica de Chile, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (la “SEC chilena”) y el Ministerio de Economía mediante la Comisión Nacional de Energía (la “CNE”) fiscalizan la generación, transmisión y distribución eléctrica. El Ministerio de Economía concede concesiones a las compañías generadoras para las instalaciones hidroeléctricas y a las compañías de transmisión y distribución para las redes. La CNE, por medio de la aplicación de ciertos regímenes tarifarios establecidos en la Ley Eléctrica de Chile, calcula los precios máximos de las ventas de electricidad a los usuarios finales regulados.

La industria eléctrica chilena está organizada en sistemas de electricidad interconectados pero separados que facilitan la coordinación de las actividades de generación, transmisión y distribución dentro de un área geográfica. Las generadoras más grandes en Chile, incluyendo Endesa-Chile, venden electricidad por medio de sistemas de electricidad interconectados. Además del SIC y el SING, existen varios sistemas aislados e insignificativos, incluyendo los sistemas ubicados en las regiones de Aysén y Magallanes en el sur de Chile que proporcionan electricidad a las áreas remotas que no forman parte de los sistemas interconectados. Una entidad conformada por grupos industriales de generación autónoma conocida como el Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”) coordina la operación de las generadoras eléctricas en cada uno de los dos principales sistemas interconectados en Chile, el SIC y el SING. Se pretende que el SIC y el SING sean mercados eficientes para la venta de electricidad en los cuales se utilice el productor con el costo marginal más bajo para satisfacer la demanda. Producto de lo anterior, a cualquier nivel específico de demanda, se entrega el suministro apropiado al más bajo costo de producción disponible en el sistema. Adicionalmente, hay ciertas compañías grandes industriales que son dueñas y operan sistemas de generación con el fin de satisfacer su propia demanda.

Ley Eléctrica de Chile

General. La Ley Eléctrica de Chile tiene como objetivo el establecimiento de un régimen regulatorio simplificado y un proceso de fijación de tarifas por medio de la definición de criterios objetivos para la fijación de precios que limiten el rol discrecional del estado. El resultado esperado es una asignación de recursos económicamente eficiente para y dentro del sector eléctrico. El sistema regulatorio está diseñado con el fin de proporcionar una tasa de retorno competitiva sobre las inversiones con el objetivo de incentivar la inversión privada y a la vez asegurar la disponibilidad de electricidad para toda persona que lo solicite. Endesa-Chile está sujeta a la regulación de sus precios entre otros aspectos de su actividad en Chile de conformidad a la Ley Eléctrica de Chile. Existen tres entidades estatales responsables de la implementación y fiscalización de la Ley Eléctrica de Chile. La CNE calcula los precios minoristas y mayoristas, o precios de nudo, que requieren la aprobación final del Ministerio de Economía, y prepara el plan de obras que consiste en una pauta a 10 años para la estrategia de expansión del sistema eléctrico que debe ser consistente con los precios calculados. La SEC chilena fija y fiscaliza las normas técnicas del sistema. Adicionalmente, el Ministerio de Economía otorga la aprobación final de las tarifas y precios fijados por la CNE y regula el otorgamiento de concesiones a las compañías generadoras, transmisoras y distribuidoras.

De acuerdo a la Ley Eléctrica de Chile, las compañías que participan en la generación de electricidad en Chile deben coordinar sus operaciones a través de los CDEC con el fin de minimizar los costos operacionales de la red de electricidad y monitorear la calidad del servicio prestado por las generadoras y transmisoras. Las generadoras cumplen con los requisitos contractuales de ventas despachando electricidad, sea de su propia producción o comprada de otras generadoras en el mercado spot. El propósito principal de un CDEC en la operación del sistema de despacho es asegurar que solamente la electricidad producida de manera más eficiente se despache a los clientes. Sin embargo, el CDEC también pretende asegurar que cada empresa generadora cuente con la capacidad instalada suficiente y que pueda producir una cantidad suficiente de electricidad para satisfacer la demanda de sus clientes. Dado que la producción de Endesa-Chile en el SIC es hidroeléctrica en su mayor parte y, por consiguiente, su costo marginal de producción suele ser el más bajo en ese sistema interconectado, la producción eléctrica de Endesa-Chile en el SIC generalmente se despacha durante condiciones hidrológicas normales. Las generadoras compensan sus obligaciones contractuales con sus despachos al comprar o vender electricidad al precio del mercado spot, fijado cada hora por el CDEC, sobre la base del costo marginal de producción del kWh próximo a despacharse. Esto se conoce como el costo marginal spot.

La CNE anunció públicamente su intención de proponer una legislación orientada a la modificación de ciertos aspectos de la Ley Eléctrica de Chile, principalmente aquellos aspectos relacionados con la transmisión eléctrica. A pesar de este anuncio, Endesa-Chile, según lo que entiende de la naturaleza de dichas propuestas, cree que estos cambios no tendrían un efecto sustancial adverso ni en la Compañía ni en su resultado.

Ventas de las empresas generadoras. Se pueden hacer ventas de acuerdo a contratos de largo o corto plazo o, basándose en ventas spot en el caso de ventas a otras empresas generadoras. También existe la opción entre las compañías generadoras de realizar ventas contractuales entre ellas a precios negociados. Las generadoras tienen plena libertad para decidir si o con quién celebran contratos, la duración de los contratos y la cantidad de electricidad vendida.

Ventas a las empresas distribuidoras y a ciertos clientes regulados. Según la Ley Eléctrica de Chile y sus reglamentos, las ventas a empresas distribuidoras para la reventa a clientes regulados se debe hacer a los precios de nudo vigentes en ese momento en las ubicaciones relevantes (“nudos”) en el sistema interconectado a través de las cuales dicha electricidad es suministrada. Los clientes regulados consisten en aquellas entidades cuya capacidad de consumo máxima es igual o menor a los 2 MW. Las empresas distribuidoras pagan dos precios nudos: uno correspondiente a la capacidad y otro al consumo de energía. Los precios nudos para la capacidad se determinan en función del costo marginal asociado con el aumento de la capacidad existente en el sistema eléctrico con la central generadora menos costosa. Los precios de nudo para el consumo de energía se calculan sobre la base del costo marginal a corto plazo proyectado que se requiere para satisfacer la demanda de energía en cualquier punto dado en el sistema interconectado, trimestralmente durante los 48 meses siguientes en el SIC y mensualmente durante los 24 meses siguientes en el SING. Para poder determinar dicho costo marginal en el SIC, se aplica un modelo que toma en consideración los principales variables del costo de energía en cada subestación en el sistema interconectado a lo largo de un período de 48 meses. Este modelo incluye los siguientes factores: el crecimiento proyectado de la demanda; las cotas de las represas (que son importantes en la determinación de la disponibilidad y precio de la hidroelectricidad); los costos de combustibles para las centrales de generación eléctrica; la programación de mantenimiento planificado y otros factores que afectarían la disponibilidad de la existente capacidad de generación; más las adiciones programadas a la capacidad de generación durante el Plan de Obras. Los mismos principios generales se utilizan para determinar el costo marginal en el SING.

Los precios de nudo para capacidad y consumo de energía se fijan cada seis meses en abril y octubre por medio de un decreto emitido por el Ministerio de Economía. Aunque los precios de nudo se cotizan en pesos chilenos, los cálculos utilizados para determinarlos se computan básicamente en dólares US. Los precios de nudo efectivamente establecidos entran en vigor en mayo y noviembre. Los precios de nudo son ajustados durante un período de seis meses sólo si cambios en las variables subyacentes en el modelo utilizado para proyectar un precio de nudo resultara en un exceso del 10% de variación con respecto al precio inicialmente calculado. Adicionalmente, la Ley Eléctrica de Chile exige que la diferencia entre el precio nudo y precio promedio pagado por los clientes no regulados durante el período de seis meses anterior a la fecha en que se calcula el precio nudo no supere el 10%. Si los precios nudos no cumplen con este requisito, se ajustarán de tal forma que dicha diferencia no superará el 10%. A las empresas distribuidoras se les exige pagar a las empresas generadoras el día 21 del mes siguiente las compras de energía de cada mes al precio nudo vigente en ese momento.

La Ley Eléctrica de Chile establece que si una empresa generadora vende directamente a un cliente regulado, fuera del área de concesión de una empresa distribuidora, dicha compañía generadora debe aplicar el mismo precio que se le exigiría pagar a la empresa distribuidora.

Ventas a otras empresas generadoras. Con el fin de cumplir con el objetivo de operar el sistema de despacho de tal forma que asegure que sólo la electricidad producida de manera más eficiente llegue a los clientes, cada CDEC determina anualmente la “energía firme” y la “potencia firme” para cada generadora asociada al CDEC.

La Energía Firme consiste en la cantidad de energía acumulada estimada (GWhs) que todas las unidades generadoras de un sistema pueden entregar de manera confiable a ese sistema interconectado durante un año dado, suponiendo que (1) el año está marcado por una baja hidrología y (2) que durante ese año habrá una disponibilidad promedio de las unidades térmicas.

Con el fin de determinar la producción hidroeléctrica estimada durante períodos de baja pluviosidad, se hace una calificación por año de la máxima a la mínima producción energética acumulada anual del sistema durante los últimos 40 años, la que está sujeta a ciertos ajustes de tal forma que se reflejen los supuestos con respecto al efecto

que tendrían en la producción de cada uno de esos años las cotas prevalecientes del Lago Laja (el principal embalse en Chile) más las centrales hidroeléctricas recién construidas. La cantidad de energía acumulada producida en el sistema durante el año calificado como el más cercano al percentil diez del extremo inferior de la calificación se utiliza para determinar la producción acumulada del sistema en un año seco. Para determinar la disponibilidad promedio de las unidades termoeléctricas, el CDEC estima la energía acumulada que pueden entregar las centrales térmicas, tomando en consideración los períodos de mantenimiento y de fallas, lo que se basa en estadísticas nacionales e internacionales. La estimación arrojada para la producción energética acumulada de todo el sistema se denomina Energía Firme. Las empresas generadoras cuya participación proporcional de Energía Firme es menor que sus obligaciones contractuales de ventas, deben comprar en forma anticipada y a precios negociados, una producción suficiente de energía para cumplir con sus obligaciones contractuales de aquellas empresas generadoras cuya participación proporcional de Energía Firme es mayor que sus obligaciones contractuales. Las compañías generadoras individuales analizan las estadísticas de Energía Firme para determinar su participación prorata de Energía Firme, como una herramienta en la determinación de la mejor forma de calzar sus obligaciones contractuales de ventas con las proyecciones de producción de energía para lograr la óptima rentabilidad operacional de sus ventas de energía. Esta definición de “Energía Firme” se aplica únicamente hasta diciembre de 2001 ya que las modificaciones posteriores a la Ley Eléctrica de Chile sustituirán este concepto.

La Potencia Firme consiste en la capacidad probable total de todas las unidades generadoras en un sistema interconectado en cualquier momento dado, la que se calcula sobre la base de datos históricos, análisis estadísticas y ciertos supuestos respecto a la hidrología. Cada CDEC compara la Potencia Firme con la demanda de punta máxima anticipada para la capacidad durante las horas de punta en el sistema. La diferencia entre la capacidad probable del sistema completo y la demanda máxima anticipada en horas de punta se prorratea para cada unidad generadora en el sistema sobre la base de la capacidad instalada de cada unidad, de la que se resta la suma prorrateada para así determinar la “Potencia Firme Asignada”. Si la potencia firme asignada de una generadora supera sus compromisos contractuales en horas de punta con clientes, dicha compañía recibirá una compensación por su potencia firme asignada extra la que provendrá de aquellas generadoras cuyos compromisos de horas de punta con clientes superan su potencia firme asignada, todo sobre la base del precio nudo vigente para capacidad.

Es posible que una empresa generadora tenga que vender o comprar energía o capacidad en el mercado spot en cualquier momento dado, lo que depende de sus exigencias contractuales con relación a la cantidad de electricidad a ser despachada por dicha compañía. Las compraventas realizadas en el mercado spot se transan al costo marginal spot del sistema interconectado en el que se encuentran las compañías, que es el costo marginal del siguiente kWh a despacharse. Las empresas generadoras que realizan compras en el mercado spot reciben el día 22 del mes siguiente una compensación por las ventas de cada mes al costo marginal spot vigente al momento de la venta.

Ventas a clientes no regulados. La Ley Eléctrica hace una distinción entre los precios regulados y no regulados para el suministro de electricidad. Los precios de suministro de electricidad no son regulados para los clientes indicados a continuación:

- (1) los clientes finales con una capacidad de conexión mayor a los 2 MW, comúnmente conocidos como grandes clientes;
- (2) los clientes temporales; y
- (3) los clientes con exigencias de calidad especiales.

Los clientes que no están sujetos a los precios regulados, comúnmente conocidos como clientes no regulados, pueden negociar libremente los precios con las empresas distribuidoras y/o generadoras. Todos los demás clientes están sujetos a los precios máximos establecidos por tarifas.

Transmisión. En la medida que los activos de una compañía de transmisión se construyan de conformidad a concesiones concedidas por el estado chileno, la Ley Eléctrica de Chile estipula que dicha compañía debe operar el sistema de transmisión cubierto sobre la base del “acceso abierto” de tal forma que los usuarios puedan obtener acceso al sistema mediante una contribución a los costos operacionales y de mantenimiento y, en caso de ser necesario, los costos de expansión del sistema. Las compañías de transmisión recuperan su inversión en los activos de transmisión a través de los peajes o los cargos de transmisión cobrados a las empresas generadoras. Dichos peajes se calculan mediante una fórmula según la cual el propietario de las líneas de transmisión recibe un reembolso por sus costos operacionales y de inversión asociados con las líneas transmisoras utilizadas. Las cantidades

correspondientes a los componentes específicos de la fórmula, se negocian entre la compañía de transmisión y la compañía generadora. Cualquier disputa con respecto a los temas de transmisión se somete al arbitraje de conformidad a la Ley Eléctrica de Chile.

Tarifa de distribución a los clientes finales. La tarifa cobrada por las empresas distribuidoras a sus clientes finales se determina sobre la base de la suma del costo de compra incurrido por la empresa distribuidora (los precios nudos para la capacidad y consumo de energía al punto de compra de la empresa generadora), una sobrecarga de transmisión, un factor por las pérdidas de distribución de capacidad y energía y el valor agregado por la red de distribución (el “VAD”). El precio para la capacidad vendida de generación y distribución a los clientes incluye un “factor de solapo” que refleja el solapo entre la demanda de capacidad en punta para los clientes y para el sistema en su totalidad. La sobrecarga de transmisión refleja el costo de transmitir y transformar la electricidad de un nudo en el sistema interconectado a una subestación al nivel de distribución. El VAD incluye un retorno permitido sobre la inversión.

Concesiones. La Ley Eléctrica de Chile permite, en algunos casos, la generación y transmisión de electricidad sin la necesidad de obtener una concesión del estado chileno. Sin embargo, las compañías pueden postular a una concesión del estado chileno, en particular para facilitar el uso de y acceso a propiedades de terceros. Propietarios terceros tienen el derecho de recibir una compensación, que puede estar convenida entre las partes o, en un acuerdo ausente, determinado por un proceso administrativo que se puede apelar en los tribunales chilenos.

Desarrollos recientes. El Congreso Chileno modificó la Ley Eléctrica de Chile, efectiva el 8 de junio de 2000, aplicando así severas multas a las empresas generadoras con déficit en caso de prolongados períodos de escasez eléctrica. Se puede aplicar el racionamiento eléctrico mediante la promulgación de un decreto de racionamiento que está sujeto a la aprobación previa de la CNE y el Ministerio de Economía. Dicha aprobación depende de la gravedad de las condiciones prevalecientes que causan la escasez eléctrica.

La Ley Eléctrica de Chile modificada, ya no exonera del pago de multas a las empresas generadoras con déficit cuando la escasez energética se debe a condiciones de sequía tan graves que dichas condiciones climáticas ya no se considerarían eventos de Fuerza Mayor. Adicionalmente, la Ley Eléctrica de Chile modificada, requiere que las generadoras compensen a los usuarios durante períodos de racionamiento, lo que difiere de la Ley antes de la modificación, que sólo compensaba a las empresas generadoras con superávit sin multar a las empresas generadoras con déficit durante períodos de escasez energética. Las compañías multadas de conformidad a la legislación tendrán el derecho de apelar pero solamente después de haber hecho un prepago igual al 25% de la multa.

Según lo dispuesto en la Ley Eléctrica de Chile, en su versión actualmente vigente, Endesa-Chile puede verse obligada a pagar multas a las autoridades regulatorias, hacer pagos compensatorios a los consumidores de electricidad afectados por la escasez eléctrica y hacer pagos a las empresas generadoras de las cuales estamos obligados a comprar la electricidad con el fin de cumplir con nuestros compromisos contractuales. Estos tres tipos de multas o pagos se describen a continuación.

- *Multas:* Las nuevas multas que podrían aplicarse a cualquier empresa eléctrica supervisada por la CNE y la SEC chilena, incluyendo a las compañías de generación, transmisión y distribución, fluctúan entre un mínimo equivalente a aproximadamente los US\$42 millones y un máximo equivalente a aproximadamente los US\$5 millones. Las compañías sancionadas bajo la ley tendrán el derecho de apelar pero sólo después de haber hecho un prepago igual al 25% de la multa.
- *Pagos compensatorios hechos por las generadoras:* Si el Ministerio de Economía emite un decreto de racionamiento, las empresas generadoras pueden verse obligadas a reembolsar a las empresas distribuidoras sobre la base de tasas proratas para los créditos otorgados a los usuarios finales por una suma igual al producto de:
 - (1) la diferencia entre el precio de racionamiento que paga el usuario final especificado en el decreto de racionamiento y el precio nudo aplicable; y
 - (2) la diferencia entre el consumo de energía actual del usuario durante el período de racionamiento y durante el mismo período el año anterior, con ciertos ajustes.

- *Costo de falla:* Ley Eléctrica de Chile establece un “costo de falla” que se impone a las empresas generadoras que no pueden cumplir con sus compromisos contractuales de suministro de electricidad durante los períodos en los cuales un decreto de racionamiento está vigente. El costo de falla se aplica como una suma adicional que deben pagar las empresas generadoras con déficit a las empresas generadoras con superávit de las cuales las con déficit las generadoras con déficit compran la electricidad.

El 21 de marzo de 2001, la Comisión Antimonopólica de Chile emitió la Resolución N° 525, estableciendo así una lista de 25 servicios asociados con el suministro de electricidad que deben regularse, el arriendo de medidores por ejemplo. A la fecha de este informe anual, dichos servicios no se han regulado. Se espera a que la CNE regule dichos servicios en la siguiente fijación de precios programada para noviembre de 2004.

El 30 de mayo de 2001, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 88, estableciendo que las empresas generadoras están obligadas a suministrar electricidad a SAESA, una compañía de distribución que no pudo renovar sus contratos de suministro eléctrico. Esta resolución establece también que dicho suministro (sin contrato y para clientes regulados) se entregará al precio nudo y de manera prorrateada, tomando en consideración la potencia firme de cada empresa generadora.

Las autoridades regulatorias anunciaron que el marco regulatorio del sector eléctrico en Chile se modificará en dos etapas. En la primera, la llamada “Ley Corta”, se tratarán los temas de mayor urgencia y en la segunda, la llamada “Ley Larga”, se tratarán las demás modificaciones según se necesiten.

La “Ley Corta”

En mayo de 2002, el poder ejecutivo envió al Congreso el proyecto de la llamada “Ley Corta”, que apunta a mejorar los actuales aspectos regulatorios de tal forma que fomenten las inversiones necesarias en los sectores de transmisión y generación en el corto a mediano plazo, y que abarcaría los temas que aparecen a continuación:

- Una nueva metodología referente a las compensaciones entregadas a los sistemas de transmisión más la expansión de los mismos, todo lo cual se financiaría en partes iguales entre la demanda y oferta de este servicio.
- La regulación del tema de servicios auxiliares (incluyendo la regulación de frecuencia, entre otros).
- El ajuste del precio nudo con respecto al precio no regulado, de tal forma que la banda actual del 10% podría reducirse al 5% con el fin de permitir el acercamiento de los precios regulados al mercado libre o a los precios no regulados.
- Se formará un comité de expertos permanente para resolver las discrepancias que surjan de cada uno de los procesos de fijación de tarifas y cargos de transmisión.

Además de los temas descritos arriba, es posible que mientras estos temas se discuten al nivel del Congreso, a nivel del Poder Ejecutivo se señale que la tasa de descuento de 10% actualmente vigente se sustituya por una tasa variable que consideraría parámetros tales como los niveles de riesgo, los costos de capital y deuda, entre otros.

A la fecha de este informe anual, todavía no se ha promulgado la Ley Corta.

Regulación ambiental

La Constitución de Chile de 1980 otorga a todo ciudadano el derecho de vivir en un ambiente libre de contaminación y establece además que otros derechos constitucionales pueden verse limitados con el fin de proteger el medioambiente. Si bien la reglamentación ambiental chilena no está tan bien desarrollada como en Estados Unidos y otros países, Chile cuenta con numerosos reglamentos, leyes, decretos y ordenanzas municipales que pueden imponer restricciones ambientales. Incluida en este grupo está la Ley Sobre Neutralización de los Residuos Provenientes de Establecimientos Industriales No 3.133 que se remonta a 1916 (“Ley N° 3133”), y que rige la descarga de desechos líquidos industriales, y el Código Sanitario que contiene disposiciones relacionadas con la eliminación de desechos, el establecimiento de industrias en áreas en las cuales pueden afectar la salud pública y la protección del agua para el consumo humano. Los reglamentos establecidos en la Ley N° 3.133 se publicaron el 23

de febrero del 1993 y establecen que ninguna entidad industrial puede eliminar sustancias que pueden poner en riesgo la irrigación o consumo en cualquier desagüe o cuerpo de agua natural o artificial sin la autorización previa del Ministerio de Obras Públicas y una aprobación favorable de la Superintendencia de Servicios Sanitarios. Los reglamentos también estipulan la aprobación estatal para cualquier sistema que una entidad industrial proponga utilizar para fines de neutralización o purificación de residuos líquidos industriales.

Las operaciones de Endesa-Chile en Chile están sujetas a la *Ley N° 19.300* (la “Ley de Bases Ambientales de Chile”) que se promulgó en 1994. La Ley de Bases Ambientales de Chile requiere que Endesa-Chile realice un estudio de impacto ambiental para cualquier proyecto o actividad futura que pueda afectar el medioambiente y exigen también que la Compañía someta dichos estudios a revisión por parte de la CONAMA. Adicionalmente, requiere una evaluación del impacto ambiental realizada por el gobierno chileno o la contratación de una póliza de seguro ambiental asegurando el cumplimiento de las normas de emisiones, ruido, y eliminación de desechos y autoriza a los ministerios competentes la definición de normas de emisiones. La Ley de Bases Ambientales de Chile se implementa mediante el Reglamento N° 30 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia con fecha el 20 de marzo de 1997 (“Reglamento N° 30”). Endesa-Chile se rige por las pautas establecidas en el Reglamento N° 30 en el análisis de sus proyectos futuros. Previo a la promulgación de la Ley de Bases Ambientales de Chile y su aplicación mediante el Reglamento N° 30, Endesa-Chile aplicaba a sus proyectos pautas ambientales similares. Las líneas de transmisión de Chiletra también pueden verse afectadas por los reglamentos emitidos el 3 de abril de 1997 bajo la Ley de Bases Ambientales de Chile, que requieren un estudio de impacto ambiental para aquellos proyectos con líneas de transmisión de alto voltaje y para sus subestaciones.

Derechos de agua

Endesa-Chile posee derechos de agua concedidos por la Dirección General de Aguas de Chile para el suministro de agua de río y lagos cercanos a sus instalaciones productivas. Bajo la ley vigente, los derechos de agua de la Compañía son de duración ilimitada, son derechos de propiedad absolutos e incondicionales y no están sujetos a ningún cambio. 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 una patente por los derechos de agua concedidos previamente no utilizados por cada año que el derecho continúe no utilizados.

Argentina

Estructura industrial

La Ley Nacional N° 24065 de enero 1992 (la “Ley Eléctrica de Argentina”) divide el sector eléctrico en tres: la generación, transmisión y distribución. El sector de la generación está organizado sobre una base competitiva con compañías generadoras independientes que venden su producción en el Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) o mediante contratos privados celebrados con otros participantes en el mercado. La transmisión se organiza sobre una base regulada. Las compañías de transmisión deben proporcionar a terceros el acceso a los sistemas de transmisión de su propiedad y están autorizadas a cobrar un peaje para los servicios de transmisión. Se les prohíbe a las compañías de transmisión generar o distribuir electricidad. La principal compañía de transmisión es la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. o Transener. La distribución abarca la transferencia de electricidad desde los puntos de suministro de los transmisores a los usuarios. Las empresas distribuidoras operan como monopolios geográficos, entregando servicio a casi todos los usuarios dentro de una región específica. Por consiguiente, las tarifas de las distribuidoras son reguladas y las empresas están sujetas a especificaciones de servicio. Las empresas distribuidoras pueden adquirir la electricidad que necesitan para satisfacer la demanda de los usuarios en el MEM o mediante contratos con compañías generadoras.

El MEM clasifica en tres categorías a los grandes clientes de energía: los Grandes Usuarios Mayores (los “GUMA”), los Grandes Usuarios Menores (los “GUME”) y los Grandes Usuarios Particulares (los “GUPA”). Los usuarios en cada una de las tres categorías pueden negociar libremente los precios de sus contratos de suministro con las empresas generadoras. Todos los GUMA son usuarios con una demanda de capacidad de punta de al menos 1,0 MW y un consumo de energía mínimo anual de 4,38 GWh. Los GUMA deben comprar al menos el 50% de su demanda a través de contratos y adquirir el restante en el mercado spot. Todos los GUME son usuarios con una demanda de capacidad de punta que fluctúa entre los 0,03 MW y los 2,0 MW. Todos los GUPA son usuarios cuya demanda de punta fluctúa entre los 0,03 MW y los 0,1 MW. A los GUME y los GUPA no se les requiere contar con

un consumo de energía mínimo anual, y los GUME y los GUPA deben comprar toda su demanda a través de contratos y no realizan transacciones en el mercado spot.

El reglamento también reconoce las siguientes entidades como participantes en la MEM:

- Comercializadores de energía, quienes comercializan la oferta y demanda de energía suscribiendo contratos entre generadores y grandes consumidores;
- Provincias que pueden vender la energía recibida bajo derechos de regalía; y
- Empresas extranjeras que son parte de los contratos de importación / exportación de energía.

Despacho y fijación de precios

El sistema de despacho eléctrico argentino, como el sistema chileno, está diseñado para asegurar que la electricidad producida en forma más eficiente llegue al consumidor. El Sistema Interconectado Nacional (“SIN”) coordina la generación, transmisión y distribución de electricidad. Las empresas de generación venden su electricidad a las empresas de distribución, comercializadores de energía y grandes usuarios en el competitivo MEM a través de contratos de suministros negociados libremente o en el mercado spot a precios establecidos por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”). La operación del MEM es responsabilidad de CAMMESA. Los accionistas de CAMMESA son empresas de generación, transmisión y distribución, grandes usuarios (a través de sus respectivas asociaciones) y la Secretaría de Energía.

Todas las empresas de generación que están en el SIN (fondo común) operan en el MEM. Las empresas de distribución, comercializadores de energía y grandes usuarios que han suscrito contratos de suministro con las empresas generadoras pagan el precio contractual. Los grandes usuarios que contratan directamente con las empresas generadoras también pagan a las empresas de distribución un peaje por el uso de su red de distribución. El precio spot promedio es el precio que pagan las empresas de distribución por la electricidad obtenida desde el fondo común y es un precio fijo que se actualiza cada seis meses por CAMMESA y que es aprobado por la Secretaría de Energía de acuerdo a la oferta, demanda, capacidad disponible y otros factores. El precio spot es mantenido por al menos 90 días. De ahí en adelante, CAMMESA actualiza los supuestos que sirven de base de los modelos empleados para establecer el precio estacionario basado en datos actualizados y resultados entregados por las compañías asociadas al MEM. Si la Secretaría de Energía encuentra variaciones significativas entre los datos nuevos y los anteriores, puede decidir cambiar el precio estacionario. El precio spot es el precio pagado a las empresas de generación, o por los comercializadores de energía que venden la capacidad de generación, para la energía despachada bajo la administración de CAMMESA y para la capacidad exigida por CAMMESA para mantener las adecuadas reservas. El precio horario pagado por la energía refleja el costo marginal de generación.

La efectiva operación de CAMMESA abarca el despacho de los recursos de generación sin importar los contratos celebrados entre las empresas generadoras, comercializadores de energía y empresas distribuidoras o grandes usuarios. Consecuentemente, la capacidad de una empresa generadora se puede despachar para proveer más o menos energía al fondo común independiente de sus compromisos contractuales. Bajo estas circunstancias, la empresa generadora estará obligada a comprar o vender los excesos de energía desde o al fondo común a los precios spot.

Tarifas de Transmisión

La tarifa de transmisión que deben pagar las entidades involucradas en las actividades de generación y distribución y los grandes usuarios consiste en: (1) un cargo de conexión que asegura el costo de operación de los equipos que los unen al sistema de transmisión; (2) un cargo por capacidad que asegura el costo de operación y mantenimiento de las líneas; y (3) un cargo variable basado en la cantidad acumulada de electricidad transportada para cubrir las pérdidas ocurridas durante la transmisión.

Regulación de Operaciones Hidroeléctricas

Ley Nacional N° 23896 de 1990 creó la Autoridad de Cuencas de los Ríos Limay, Neuquén y Negro (la “Autoridad de Cuencas”). La Autoridad de Cuencas es responsable por la administración, control, uso y preservación de las cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro y la adecuada administración de los relacionados

recursos hídricos. La Autoridad de Cuencas monitorea el cumplimiento de El Chocón y otros titulares de concesiones hidroeléctricas en la región con las disposiciones de sus respectivos acuerdos de concesión, leyes ambientales y las resoluciones de la Autoridad de Cuencas. La Autoridad de Cuencas sirve también como un foro para audiencias públicas donde las quejas en contra de aquellos que poseen las concesiones se pueden escuchar y resolver.

El Organismo Regulador de Seguridad de Presas (“ORSEP”) está a cargo de supervisar la seguridad de los embalses de El Chocón y de cualquier obra adicional realizada por El Chocón. El ORSEP supervisa e inspecciona la construcción, operación, mantenimiento, reparación o modificación de las obras relacionadas con las represas y sus estructuras relacionadas para monitorear su seguridad y proteger a las personas y sus activos. El ORSEP cuenta con la facultad de: (1) inspeccionar y verificar el funcionamiento de cualquier parte de las represas o sus estructuras relacionadas; y (2) requerir informes sobre (a) el diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento, el uso, la reparación o modificación de las represas y sus estructuras relacionadas y (b) cualquier situación que pueda poner en riesgo la represa o cualquier muerte o lesión producida por dicha represa o estructuras relacionadas. El ORSEP también maneja la aprobación de los programas de control de calidad presentados por El Chocón, la determinación de las especificaciones para evitar accidentes y el mantenimiento de salud pública dentro del área de las represas y estructuras relacionadas.

Medidas de emergencia

A la fecha de este informe anual, el marco regulatorio eléctrico de Argentina está pasando por cambios profundos, el efecto de los cuales es difícil evaluar en términos de sus impactos prolongados. Si bien la Ley 24.065 no se ha derogado formalmente, la tendencia que se ha observado durante el 2002 hasta la fecha, nos lleva a pensar que habrá mayor intervención del Estado que modificará el marco regulatorio descrito en este informe anual. En particular, en enero del 2002, la Ley de Emergencia Eléctrica se promulgó. Dicha ley autoriza al poder ejecutivo la renegociación de los contratos de concesiones de servicios públicos.

Los cambios regulatorios del sector eléctrico anteriores a las medidas de emergencia

En el 2002, la Secretaría de Energía introdujo algunas medidas regulatorias (las Resoluciones N° 2, 8 y otros) con el fin de corregir los desajustes ocasionados por la devaluación del peso argentino y para asegurar la operación normal de las actividades de generación. Una disposición importante, con respecto al cálculo de los precios spot, es el reconocimiento del dólar US como la moneda correcta de la denominación de ciertos costos variables de la producción, tales y como los combustibles líquidos, que son bienes transables, algunos repuestos de maquinaria extranjera y los contratos de mantenimiento a largo plazo con los proveedores de equipos que se denominan en divisas extranjeras.

El segundo aspecto importante de estas medidas regulatorias fue el ajuste del sistema de estabilización de precios, la reducción de la volatilidad de los precios y la disminución del riesgo de arbitraje producto de las diferencias entre los precios spot y los precios estacionarios. En este sentido, se ha producido un mercado spot anticipado que introduce un ajuste previo a la fijación de precios de energía que actúa como un sistema estabilizador de precios.

Después de lo anterior, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución N° 246/02 que establece varios cambios regulatorios. Los que aparecen a continuación representan las medidas más significativas:

- La separación de los pagos de capacidad y de energía de tal forma que los pagos de capacidad se vinculen con la disponibilidad y que las reservas de corto plazo se regulen y se vinculen con las reservas comprometidas;
- La modificación de los derechos y obligaciones del abastecimiento de energía garantizado, las interrupciones de suministro prioritario y de demanda, y la regulación de las reservas de corto y mediano plazo para las condiciones de interrupciones de servicio con respecto a los clientes grandes;
- Un nuevo esquema de alivio de capacidad propuesta por CAMMESA;

- La integración de los factores de nudo y de adaptación para demanda sin que tengan un impacto en el cálculo de la remuneración de la transmisión variable y de la energía entregada por las generadoras y los comercializadores;
- El reconocimiento de nuevas tasas tributarias que se aplican al gas natural, al gas oil y a las transferencias de combustibles como costos adicionales;
- Las condiciones del mercado de contratos se flexibilizaron y se expandieron; y
- El ajuste de los reglamentos de generación obligada.

El 18 de Julio del 2002, la Resolución N° 317 de la Secretaría de Energía, que complementa la Resolución N° 246, aumentó el pago de capacidad de 10 Ar\$/MW a 12 Ar\$/MW durante las horas en las cuales se remunera la capacidad.

Finalmente, el 2 de enero del 2003, la Secretaría de Energía promulgó la Resolución SE N°1/03 cuyas características principales son las siguientes:

- se incrementa la remuneración para las generadoras con un costo variable mayor que el primer escalón del costo de falla (120 Ar\$/MWh);
- se establece un nuevo servicio de reserva para garantizar la disponibilidad en áreas donde se preverá una escasez de gas natural en el invierno;
- se ajusta la confiabilidad del servicio de reserva para cubrir la demanda de capacidad en horas de punta;
- se reestablece la operación anticipada del mercado spot para las transacciones de energía estacionaria; y
- se instituye un proceso transitorio para identificar y administrar un sistema de alto voltaje y las expansiones de distribución y para mejorar la disponibilidad del suministro de energía.

Con respecto a la generación, los cambios regulatorios se introducen con el propósito de:

- aumentar la efectiva transparencia del precio de Mercado para mejorar la previsibilidad de las remuneraciones de las generadoras y para facilitar sus decisiones; y
- paulatinamente obtener un precio estacionario más estable.

Con respecto a la transmisión, los cambios regulatorios se introducen con el propósito de:

- proporcionar más adecuadas prácticas ambientales y crear un incentivo para la realización de ciertos proyectos críticos; y
- revisar las pautas operacionales y de diseño para cumplir con las exigencias de seguridad y de operaciones estipuladas por ley.

Reglamentos ambientales

La operación de las instalaciones generadoras está sujeta a las leyes y reglamentos ambientales federales y locales, incluyendo la Ley Nacional N° 24051 promulgada en enero de 1992 (la “Ley de Desechos Peligrosos”) y su decreto de implementación, Decreto N° 831/93, que regulan la eliminación de desechos peligrosos en Argentina.

Según los términos y condiciones establecidos por el estado argentino para la concesión asociada a las instalaciones hidroeléctricas de El Chocón y la venta de Costanera, El Chocón y Costanera deben cumplir con ciertas obligaciones de monitoreo e informes y normas de emisiones. El incumplimiento de El Chocón y Costanera con estas exigencias y con la legislación ambiental federal y local faculta al estado argentino para imponer multas, y

en algunos casos, anular el contrato de concesión de El Chocón u ordenar la suspensión de las operaciones de Costanera. Costanera y El Chocón han presentado informes de acuerdo a la Ley de Desechos Peligrosos y su decreto de implementación, Decreto 831/93, que regula la eliminación de desechos peligrosos en Argentina. Se les ha informado a El Chocón y Costanera que están clasificados como “posibles” generadores de desechos peligrosos. Endesa-Chile cree que El Chocón y Costanera están en cumplimiento con todas las obligaciones sustanciales relacionadas con temas ambientales.

Brasil

General

Bajo el actual marco regulatorio, la industria eléctrica en Brasil está principalmente regulada por el União, actuando a través del Ministerio de Minas y Energía, el cual tiene exclusiva autoridad sobre el sector eléctrico a través de sus poderes concesionarios y regulatorios. Las políticas regulatorias para el sector son implementadas por la ANEEL. La ANEEL, en nombre del União, es responsable, entre otras cosas de: (1) garantizar y supervisar concesiones en nombre de la União para la generación, transmisión, comercialización y distribución de electricidad, incluyendo la aprobación de solicitudes para la fijación de tarifas; (2) supervisar y auditar las empresas concesionarias; (3) emitir regulaciones para el sector eléctrico; (4) planificar, coordinar y ejecutar estudios sobre recursos hídricos y la concesión de nuevas instalaciones hidroeléctricas y la definición del uso óptimo de los recursos hídricos; (5) tomar decisiones con el fin de resolver, como una materia administrativa, las diferencias entre las concesionarias, productores independientes, consumidores y otros participantes de la industria; (6) establecer los criterios para calcular los precios de transmisión; (7) imponer multas contractuales y regulatorias; o (8) poner término a una concesión, en aquellos casos contemplados en la ley y/o en un acuerdo de concesión.

En resumen, Eletrobrás, la empresa federal eléctrica de servicios públicos, está a cargo de establecer las políticas generales con respecto al sector eléctrico y coordinar su planeación, financiamiento y operaciones. Las funciones de planeación corresponden a dos comités ejecutivos coordinados por Eletrobrás, el Grupo Coordinador de Planejamento dos Sistemas (el “GCPS”) y Grupo Coordinador de Operações Interligadas (el “GCOI”), el cual incluye representantes de cada una de las principales concesionarias. El GCPS coordina la expansión del sistema eléctrico del país y el GCOI coordina su operación.

En marzo de 1999, de conformidad a los términos de la Ley N° 9648/98, la coordinación y el rol supervisor del GCOI sobre la generación y transmisión de energía en el sistema interconectado se transfirieron al ONS, una entidad privada sin fines de lucro en la cual los concesionarios y consumidores no regulados participan como miembros con derecho a voto y el Ministerio de Energía y Minas y el Directorio de los Consumidores participan como miembros sin derecho a voto. Los principales objetivos de esta entidad son: (1) la planificación y coordinación de las operaciones y despacho de electricidad en orden de optimizar la electricidad producida en el sistema interconectado; (2) la supervisión y coordinación de los centros de operación de los sistemas eléctricos; y (3) la definición de reglas para la transmisión de energía en el sistema interconectado.

La Ley N° 8631 (1993) dramáticamente cambió la estructura regulatoria que regía las tarifas de electricidad en Brasil. El nuevo sistema abolió la tasa de retorno real anual garantizado de las empresas de servicios públicos (“Retorno Garantizado”) y el sistema de tarifas eléctricas uniformes a través de todo el país. Las reformas exigieron un ajuste automático por inflación de las tarifas de acuerdo a una compleja fórmula multivariable paramétrica. La Ley N° 8631 (1993) estableció que las tarifas eléctricas deberían reflejar el costo de operación de cada empresa más una cierta rentabilidad sobre el capital, el cual no es un retorno predefinido, sino un equilibrio financiero / económico.

En diciembre de 1994, el gobierno brasileño introdujo el “Plan Real”. El “Plan Real”, específicamente en la industria eléctrica, suplantó las leyes de fijación de precios anteriores. Bajo el plan real, el incremento de las tarifas para las empresas de servicios públicos debido a la inflación deja de estar automáticamente garantizada. En un intento de reducir la inflación, el “Plan Real” prohibió ajustes de precios por períodos menores a un año en cualquiera y en todos los contratos. Los precios se revisan y se corrigen anualmente bajo el Plan Real.

Liberalización

Se reemplazaron los reglamentos de concesiones en Brasil con dos estatutos promulgados en 1995: Ley N° 8.987 del 13 de febrero de 1995 (la “Ley de Concesiones”) y la Ley N° 9.074 del 7 de julio de 1995 (la “Ley del

Sector Energético”). La Ley de Concesiones y la Ley del Sector Energético dieron lugar a cambios significativos en los reglamentos para las concesiones del servicio público y la norma para la renovación y aprobación de concesiones. Los objetivos de las nuevas leyes incluyen la inyección de competencia a lo que había sido un gobierno monopolístico, la inyección de capital privado al sector, la creación de incentivos para completar proyectos que se habían suspendido o retrasado debido a dificultades de financiamiento, y el establecimiento de los cimientos para las privatizaciones en el sector.

Además de la liberalización y competencia introducida por la Ley de Concesiones, la administración de Cardoso estudió la industria energética e implementó cambios adicionales significativos, incluyendo entre otros, las reestructuraciones y privatizaciones de los activos de propiedad del Gobierno Federal, con la intención de crear una industria eléctrica más competitiva.

Continuando el proceso de liberalización, la ANEEL, la agencia a cargo de regular el sector eléctrico en Brasil, firmó un memorándum de entendimiento en 1998 con la *US Energy Association* (la Asociación de Energía de US) para participar en una alianza estratégica. La ANEEL también firmó un acuerdo de cooperación con algunas agencias estatales de US

El gobierno federal solicitó recomendaciones de consultores independientes para un régimen de reestructuración en anticipación a las privatizaciones del sector eléctrico brasileño. Esas recomendaciones fueron contempladas en la Ley N° 9648/98 mediante la cual el gobierno federal estableció la creación de un Mercado de Energía Mayorista formado por las empresas de generación y distribución. El precio que se ofrece en el Mercado de Energía Mayorista se determinará de acuerdo a las condiciones de mercado. De acuerdo a este modelo, las compañías tendrán una capacidad contratada definida hasta el 2003 a partir de cuando esa capacidad comenzará a ser reducida anualmente en un 25%. La primera agrupación de energía se liberalizó el 1 de enero de 2003, después de haber sido sometido a una subasta entre las generadoras en septiembre de 2002. La subasta tuvo poco éxito, con sólo 33% de la energía subastada con éxito. La falta de interés se debió en parte a una reducción en las expectativas de crecimiento para la demanda de energía en Brasil y en parte a los cambios a los patrones de consumo posteriores al racionamiento, mediante los cuales los consumidores siguen ahorrando energía de la misma forma en que lo hacían bajo las exigencias legales durante el periodo de racionamiento.

En la actualidad, los clientes no regulados son aquellos con una demanda de 3.000 kW o más. Adicionalmente, y conforme con las nuevas medidas orientadas a revisar el marco regulatorio eléctrico, se definirán nuevas reglas de manera que los nuevos clientes con una demanda superior a los 10 MW tendrán incentivo para no ser regulados. Existe cierta incertidumbre respecto del estado de los actuales reglamentos y de la estructura y alcance de los nuevos reglamentos que pueden ser adoptados.

El ex Presidente Cardoso anunció una reestructuración significativa de la industria energética brasileña. Conforme con la Ley N° 10.433, con fecha del 24 de abril de 2002, la estructura del Mercado Eléctrico Mayorista se modificó para que fuese más regulado y monitoreado por la ANEEL. Producto de la Ley N° 10.433, la ANEEL se hará responsable de la definición de las normas que rigen el Mercado Eléctrico Mayorista. En el régimen anterior, principalmente fueron los participantes del mercado quienes establecieron dichas normas, las cuales estaban sujetas únicamente a la aprobación de la ANEEL. Esta reestructuración busca reorganizar el modelo del sistema eléctrico para permitir la continuación de inversiones extranjeras.

El 26 de abril de 2002, el ex Presidente Cardoso emitió otra resolución asociada con el sector (la Ley N° 10.438) con el objetivo de expandir la oferta de energía de emergencia, aumentando las fuentes alternativas de energía y produciendo modificaciones a algunas reglas importantes del sector eléctrico.

Esperamos que la industria de energía sea estudiada por la nueva administración del Presidente Luiz Inácio Lula da Silva y que sea sujeta a cambios significativos.

Productores independientes de energía y auto productores

La Ley del Sector Energético también introdujo el concepto del PIE (o productor independiente de energía) como un factor más en la apertura del sector eléctrico hacia la inversión privada. La Ley del Sector Energético también establece la formación de consorcios para la generación de energía para empresas de servicios públicos, para el uso de los afiliados del consorcio, para la producción independiente de energía o para una o más de una de cualquiera de estas actividades, todas las cuales se rigen según las normas aplicables. Los auto productores

(productores que generan energía principalmente para su propio consumo) pueden (i) contribuir o intercambiar energía con otros auto productores dentro de un consorcio, (ii) vender el superávit de energía a los concesionarios locales de distribución o (iii) intercambiar energía con los concesionarios locales de distribución para permitir el consumo por parte de plantas industriales de propiedad del auto productor ubicadas fuera del área de generación.

El Decreto N° 2.003 (de 1996) establece el marco regulatorio para los productores independientes y los auto productores. Según lo dispuesto en el decreto, el desarrollo de centrales hidroeléctricas por parte de productores independientes o auto productores requiere una concesión (otorgada después de un proceso de licitación) sólo cuando el proyecto generara energía sobre 1 MW en el caso de un PI y 10 MW en el caso de un auto productor. En todos los demás casos, incluyendo el desarrollo de centrales termoeléctricas, sólo se le requiere al PI o al auto productor obtener la debida autorización de la ANEEL o inscribirse con ella. EL Decreto N° 2.003 también dispone que las concesiones y autorizaciones otorgadas bajo el decreto cuentan con plazos de 35 y 30 años, respectivamente, con la posibilidad de una prórroga para períodos iguales a los plazos iniciales.

Como parte de la iniciativa del gobierno federal de abolir los monopolios de los que la mayor parte de las compañías energéticas gozan, la Ley de Concesiones también establece que, al recibir una concesión, se le permitirá a los PI, los auto productores, los proveedores y a los consumidores acceso a los sistemas de distribución y transmisión, siempre que los concesionarios reciban un reembolso por sus costos relacionados. La ANEEL ha determinado la base sobre la cual se reembolsarán dichos costos.

Las compañías públicas y otras compañías de capital mixto, según definidas en la Ley N° 8.666 con fecha 21 de junio de 1993, modificada en la Ley 9.648 con fecha 5 de mayo de 1998, ya no tendrán que anunciar una oferta pública para poder contratar servicios de suministro eléctrico de los concesionarios de distribución y generación, los PI o de los auto productores.

Regulación ambiental

La Constitución Brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales para promulgar leyes diseñadas para proteger el medioambiente y para emitir reglamentos bajo dichas leyes. Si bien el Gobierno Federal tiene el poder para promulgar reglamentos ambientales, los gobiernos estatales tienen el poder para promulgar reglamentos ambientales más estrictos. Por ende, la mayoría de los reglamentos ambientales en Brasil se dictan a los niveles estatal y local en lugar al nivel del Gobierno Federal.

En Brasil, se les exige a las compañías de generación hidroeléctrica obtener concesiones para el uso de agua y aprobaciones ambientales, mientras que a las compañías de generación, transmisión y distribución termoeléctrica se les exige obtener una aprobación ambiental otorgada por la ANEEL y las autoridades de regulación ambiental.

Desarrollos regulatorios recientes

La Ley de Acuerdo General del Sector Eléctrico

En abril de 2002, la promulgación de la Ley 10.438 estableció el pago de compensaciones a las distribuidoras y generadoras por los ingresos perdidos durante el período comprendido entre junio de 2001 y febrero de 2002 durante el racionamiento en Brasil. La Ley de Acuerdo General del Sector Eléctrico estableció un esquema de fijación de tarifas extraordinarias (0% para los clientes residenciales de bajos ingresos; 2,9% para otros clientes residenciales, rurales y de iluminación pública; y 7,9% para el resto) para el período que fuese necesario para que cada empresa cubriera sus pérdidas, según lo determinado por la ANEEL.

La ley también estableció que las generadoras federales tendrían que vender al menos el 50% de su energía adicional (después de suministrar los contratos) mediante subastas públicas, y que el saldo restante de su energía adicional se vendería al MAE.

La Ley 10.438 también estableció un nuevo criterio para la reclasificación del cliente residencial de bajos ingresos y las metas para el programa de expansión del suministro de energía. El mayor costo final ocasionado por la aplicación del nuevo criterio de reclasificación se financiará con fondos provenientes de las subastas federales de energía pública y de la cuenta RGR, como un subsidio a las tarifas, sin que afecte a las compañías distribuidoras. El financiamiento del programa de expansión del suministro de energía, sin considerar la revisión tarifaria habitual,

proviene del gobierno y de otras fuentes de financiamiento con el reconocimiento de que el equilibrio financiero económico de las compañías no se puede alterar.

Adicionalmente, la Ley 10.438 genera incentivos para el aprovechamiento de fuentes de energía alternativas, que lo pagarán todos los clientes eléctricos, en proporción con sus niveles de consumo.

La Ley 10.438 también estipula que potenciales clientes no regulados que no ejerzan su derecho de optar por tarifas no reguladas, tendrán que sustituir sus contratos de suministro de energía con contratos de suministro de energía equivalentes, contratos de derecho a conexión y contratos de uso del sistema de transmisión.

La flexibilidad de las subastas y modificaciones a los contratos iniciales: Producto de la Ley 10.438, las generadoras federales pueden vender su energía a través de modificaciones a los contratos iniciales, subastas exclusivas para el consumidor final y subastas de energía realizadas por las distribuidoras.

La compensación proveniente de la reclasificación de clientes de bajos ingresos: El beneficio tarifario concedido por medio de la Ley 10.438 se financiará con fondos provenientes de los ingresos adicionales obtenidos de las generadoras federales que ponen a la venta en subastas públicas sus contratos de energía y de los fondos de la cuenta RGR.

Resolución MAE

La Resolución N° 763 de 2002 establece que el 50% de los valores registrados para los meses entre septiembre de 2000 y septiembre de 2002 se resolverán dentro de un período de 30 días y el 50% restante se resolverá después de la realización de la auditoría. Los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2002 se resolverán de acuerdo a la misma secuencia. Las resoluciones para enero 2003 y los meses que siguen se llevarán a cabo posterior a la constitución de las garantías descritas a continuación en la sección titulada “—Regla del Nivel de Contrato Mínimo”.

Cambios de valor normativos (la regla “pass-through”)

En mayo de 2002, la ANEEL promulgó la Resolución N° 248 que modificó la regla *pass-through* de compras de energía para consumidores finales, estableciendo un valor igual al 100% del VN como el límite *pass-through*. Estas modificaciones no afectan los intereses del Grupo puesto que la misma Resolución excluye del efecto los contratos suscritos con anterioridad.

La regla del nivel de contrato mínimo

La Resolución N° 511 de 2002 establece que al menos el 85% de la energía vendida por los participantes en el MAE a los consumidores finales debe contar con una garantía en forma de energía asegurada de las instalaciones generadoras o en forma de contratos de suministro de energía con una duración de por lo menos dos años en cualquier submercado y, al menos el 10% deben contar con una garantía en forma de energía asegurada de las instalaciones generadoras o en forma de contratos bilaterales con cualquier duración en cualquier submercado, totalizando el 95% de la energía a vender.

Aprobación de contratos entre compañías

Al 31 de diciembre de 2002, la aprobación de la ANEEL para los contratos celebrados entre las compañías que conforman el Grupo, Cerj-CIEN y Coelce-CIEN, sigue pendiente. Se requiere la aprobación de la ANEEL para contratos con compañías coligadas. El resto de los contratos ya finalizaron sus etapas de información general y de estudios fundamentales contractuales y esperan su aprobación final.

Colombia

Estructura industrial

La Constitución colombiana establece que es el deber del gobierno asegurar que los servicios públicos estén disponibles de manera eficiente a todos los habitantes del país. La Ley Número 142 de 1994 (“Ley 142”) establece un amplio marco regulatorio para el suministro de servicios públicos residenciales, incluyendo la electricidad, y la

Ley Número 143 de 1994 (la “Ley Eléctrica de Colombia”) establece el marco regulatorio para la generación, comercialización, transmisión y distribución de energía.

La Ley 142 establece que el suministro de servicios eléctricos constituye un servicio público esencial que puede ser proporcionado por entidades provenientes de los sectores públicos y privados. Se les exige a las compañías de servicios públicos (1) asegurar el servicio continuo y eficiente sin abusar de una posición dominante; (2) facilitar el acceso a subsidios estatales a los usuarios de bajos recursos; (3) informar a los usuarios sobre el uso eficiente y seguro de los servicios; (4) proteger el medioambiente; (5) permitir el acceso y la interconexión a otras compañías de servicios públicos, a sus grandes clientes o a sus servicios; (6) cooperar con las autoridades en caso de emergencias para evitar daños a los usuarios; e (7) informar a la comisión regulatoria apropiada y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (“SSP”) sobre el inicio de sus actividades.

La Ley Eléctrica de Colombia establece los siguientes principios para la industria eléctrica, que se implementan en las resoluciones promulgadas por la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (“CREG”) y otros organismos regulatorios que rigen el sector eléctrico: (1) la eficiencia – la correcta asignación y uso de recursos y el suministro de electricidad a un costo mínimo; (2) la calidad – el cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos afectando el sector; (3) la continuidad – un suministro eléctrico continuo sin interrupciones no justificadas; (4) la adaptabilidad – la incorporación de tecnologías y sistemas administrativos modernos para promover la calidad y eficiencia; (5) la neutralidad – el tratamiento imparcial a todo usuario eléctrico; (6) la solidaridad – la provisión de fondos de parte de los usuarios de mayores recursos para subsidiar el consumo de los usuarios de bajos recursos; y (7) la equidad – un suministro eléctrico adecuado y no discriminatorio a todas las regiones y sectores del país.

Previo a la aprobación de la Ley Eléctrica de Colombia, el sector eléctrico colombiano contaba con una integración extensivamente vertical. La Ley Eléctrica de Colombia separadamente regula la generación, transmisión, comercialización y distribución (las “Actividades”). Bajo esta ley, cualquier compañía nacional o internacional puede participar en cualesquiera de las Actividades. No obstante, las nuevas compañías deben limitar su participación exclusivamente a una de las Actividades. La comercialización se puede combinar con la generación o la distribución. Las compañías que estaban verticalmente integradas al momento en que entró en vigor la Ley Eléctrica de Colombia pueden seguir participando en todas las Actividades en las que participaban antes de la entrada en vigor de la Ley Eléctrica de Colombia, pero deben mantener un registro contable separado para cada Actividad.

A partir del 1 de enero de 2002, la participación de mercado de las empresas generadoras, comercializadoras y las distribuidoras se ha limitado de la siguiente manera:

- Una empresa generadora no puede poseer más del 25% de la capacidad instalada de generación en Colombia;
- La participación de una comercializadora no puede representar más del 25% de la actividad de comercialización en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia (el “SIN Colombiano”); y
- La participación de una distribuidora no puede superar el 25% de la actividad de distribución en el SIN Colombiano.

Con el fin de calcular estos límites, la participación de cualquier compañía se suma a la de las demás compañías en el mismo grupo comercial, de las mismas compañías matrices, de las filiales y las coligadas. Adicionalmente, está en vigencia a partir del 1 de enero de 2002 el reglamento limitando al 25% la participación de las empresas generadoras en una distribuidora, y viceversa; sin embargo, esta limitación sólo se aplica a las compañías individuales y no excluye la propiedad múltiple de compañías del mismo grupo comercial, ni de sus compañías matrices, filiales y coligadas. El 2000, la CREG emitió la Resolución 42, estableciendo que ninguna empresa generadora puede aumentar, directa o indirectamente, su participación en el Mercado de Generación a través de adquisiciones o fusiones, si el total de los MW de la Capacidad Efectiva Neta que resulta supere la llamada “Banda de Capacidad” según fijada por la CREG. Mediante la Resolución 5 de 2002, la CREG fijó la banda de capacidad en los 4.250 MW. La resolución 042-1999 de la CREG también incluye algunas reglas para determinar la participación de una compañía y sus inversionistas en el negocio de la generación, distribución y la comercialización.

El Ministerio de Minas y Energía define las políticas del gobierno para el sector de energía. Las demás entidades que juegan un papel importante en la industria eléctrica son: (1) la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (“SSPD”), a cargo de la fiscalización e inspección de las compañías constituidas como compañías de servicios públicos; y (2) la CREG, a cargo de la regulación de los sectores de energía y de gas; y (3) la Unidad de Planeación Minera y Energética, a cargo de la planificación de actividades de expansión junto con el Comité Asesor para el Planeamiento de la Transmisión (“CAPT”), que determina la expansión de la red de generación y transmisión, entre otras cosas.

Bajo la Ley Eléctrica de Colombia, la CREG está facultada para emitir los reglamentos obligatorios que rigen la operación técnica y comercial del sector y la fijación de cargos para las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son las siguientes: (1) establecer las condiciones para la liberalización paulatina del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo; (2) aprobar los cargos para las redes de transmisión y distribución y los cargos para la comercialización a usuarios regulados; (3) establecer la metodología para calcular y fijar las tarifas mínimas para el suministro del mercado regulado; (4) establecer los reglamentos de operación para la planificación y coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional de Colombia; (5) establecer los requisitos técnicos para la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro; y (6) velar por los derechos del consumidor.

Las resoluciones de la CREG no requieren la aprobación del Congreso. La Ley N° 142 de 1994 establece que cualquier resolución de la CREG, que da lugar a un derecho u obligación de una compañía de servicios públicos individual, puede ser refutada primero a través de un recurso de reposición, una apelación a la CREG que hace una decisión o promulga un acto administrativo, requiriendo un reverso, modificación o clarificación a sus decisiones o Resoluciones; y segundo por medio de un litigio presentado ante los tribunales administrativos. Las resoluciones de una naturaleza general se pueden refutar mediante un litigio presentado ante un tribunal administrativo. La CREG también tiene la autoridad de resolver disputas entre las partes participando en los sectores de electricidad y de gas, a solicitud suya, mediante el arbitraje, cuando la disputa se relaciona con la interpretación de reglas operacionales o comerciales.

EL sector de generación se organiza sobre una base competitiva donde las empresas generadoras venden su producción en el mercado spot o en un fondo común de energía conocido como la Bolsa de Energía (la “Bolsa”) al precio spot o mediante contratos privados de largo plazo celebrados con ciertos participantes en el mercado y a los usuarios no regulados a precios libremente negociados. El Sistema Interconectado Nacional (“SIN”) es el sistema eléctrico colombiano formado por los siguientes elementos: las centrales de generación, la red de interconexión, las líneas de transmisión regionales e interregionales, las líneas de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Betania y Emgesa forman parte del SIN. El participante en el mercado mayorista paga el precio spot para la energía despachada bajo la dirección del Centro Nacional de Despacho (“CND”). El precio spot por hora que se paga por la energía refleja los precios ofrecidos por las empresas generadoras en la Bolsa y la respectiva oferta y demanda. Las empresas generadoras conectadas al SIN también reciben un cargo por capacidad siempre que cumplan con ciertas condiciones establecidas en las Resolución 116 de 1996 de la CREG (“Resolución 116”), modificada mediante la Resolución 113 de 1998, las Resoluciones 47 y 59 de 1999 y las Resoluciones 77 y 111 de 2000. El cargo por capacidad se calcula de conformidad con las fórmulas también incluidas en dichas Resoluciones. Desde la creación del mercado eléctrico mayorista en julio de 1995, se han intercambiado cantidades relativamente estables de energía entre las empresas generadoras y distribuidoras, actuando en calidad de comercializadoras. Inicialmente, se les exigía a las compañías de distribución celebrar contratos para el suministro del 100% de su mercado no regulado, y a pesar de que este requisito se ha flexibilizado de manera paulatina, las compañías de distribución aún tienden a asegurarse contratos para una proporción grande de su mercado no regulado.

Despacho y fijación de precios

La compraventa de electricidad se puede desarrollar entre empresas generadoras, distribuidoras actuando en su capacidad de comercializadoras, comercializadoras (que no generan ni distribuyen electricidad) y los clientes no regulados. No existen restricciones que limiten la entrada de nuevos participantes al mercado siempre que dichos participantes cumplan con las leyes y reglamentos vigentes.

La principal función de la Bolsa es permitir la venta de energía en exceso no comprometida bajo contratos y la venta spot de electricidad. Sus operaciones se asemejan a las de la bolsa de electricidad que operan en Argentina, Inglaterra y Gales. En la Bolsa, un precio spot por hora para todas las unidades despachadas es establecido sobre la

base del precio de oferta de la unidad generadora con el precio más alto despachada. Cada día, el CND recibe ofertas de precio de todas las empresas generadoras que participan en la Bolsa. Estas ofertas indican los precios diarios a los que las empresas generadoras están dispuestas a suministrar electricidad y la capacidad disponible por hora para el día siguiente. Sobre la base de esta información, el CND, de acuerdo al principio conocido como el “despacho óptimo” (que supone una capacidad de transmisión infinita en toda la red), clasifica a las empresas generadoras según su oferta de precio, comenzando con la oferta más baja, estableciendo así por hora el orden de mérito según la cual las empresas generadoras despacharán el día siguiente para poder cumplir con la demanda anticipada. El precio en la Bolsa para todas las empresas generadoras se fija según la empresa generadora más cara despachada en cada período de una hora bajo el despacho opcional. Este sistema de calificación de precios pretende asegurar que la demanda nacional, incrementada debido a la cantidad total de energía exportada a otros países (el comienzo de las transacciones internacionales se ha programado para marzo del 2003) sea satisfecha con la combinación menos costosa de unidades generadoras disponibles en el país. Además, el CND realiza el “despacho planificado” que toma en consideración las limitaciones de la red además de toda condición necesaria para atender las demandas de energía para el día siguiente, de manera segura, confiable y eficiente en término de costos. El CND revisa continuamente el despacho planificado como respuesta a cualquier cambio que afecte el sistema (por ejemplo, la demanda, la disponibilidad efectiva de las centrales, las restricciones del sistema, etc.) que pueden suceder durante el día.

Las diferencias existentes entre el despacho real y el “despacho óptimo” dan lugar a lo que se conoce como “restricciones”, las que se fijan para cada empresa generadora de la siguiente manera: a las generadoras restringidas (aquellas cuya generación real es menor que el despacho óptimo) se les cobra la diferencia, valorada a su precio de oferta; y, a las empresas generadoras sin mérito (aquellas cuya generación real es mayor que el despacho óptimo) se les acredita la diferencia, también evaluada a su precio de oferta. El valor neto de estas restricciones se asigna de manera proporcional a todas las comercializadoras dentro del SIN, según sus demandas de energía. Los ataques de guerrilleros en la infraestructura de transmisión dio lugar a un aumento significativo en las restricciones, lo que a su vez dio lugar a reclamos de los usuarios dado el aumento subsiguiente de las tarifas. Esta situación obligó a la CREG a emitir la Resolución 34 (2001) entre otras resoluciones modificatorias, con el fin de intervenir en la fijación de restricciones, de tal forma que para las generadoras restringidas, la diferencia se valora con la suma del precio de oferta y el precio spot. Las generadoras sin mérito cuentan con un techo máximo sobre el precio reconocido, de conformidad con los valores preestablecidos. Esta Resolución, que todavía está en vigencia a pesar de haber sido anunciada como medida temporaria, se ha puesto en tela de juicio, y en ciertos casos, ha dado lugar a procesos legales iniciados por las generadoras que consideran que los precios reconocidos no cubren los costos asociados con estas restricciones.

El dominio de la generación hidroeléctrica y las variaciones estacionarias marcadas en la hidrología Colombiana producen un alto grado de volatilidad de precios en la Bolsa. Con el fin de aumentar la previsibilidad y mitigar la volatilidad de los precios de venta spot, la CREG introdujo un nuevo cargo a la potencia firme según la Resolución 116 (el “Cargo por Capacidad”), en efecto a partir del 1 de diciembre de 1997, modificada en la Resolución 113 de 1998, las Resoluciones 47 y 59 de 1999 y las Resoluciones 77 y 111 de 2000. El cargo por capacidad consiste en un cargo mensual fijo que pretende ser equivalente a los costos de capital para una turbina de gas de ciclo abierto. El Cargo por capacidad remunera a las generadoras por la potencia firme disponible en el SIN durante períodos de hidrología crítica. Las generadoras reciben el pago del Cargo por capacidad independiente del despacho efectivo de la central, siempre que su disponibilidad declarada supere ciertos límites y que las empresas cumplan con las demás condiciones establecidas en la Resolución 116 y sus modificaciones. El Cargo por capacidad proporciona a las generadoras una fuente de ingreso fijo que depende principalmente de la propia energía firme de la generadora. El CND puede verificar la disponibilidad declarada de una generadora y la SSPD puede imponer sanciones si la disponibilidad efectiva es menor que la disponibilidad declarada. Si la disponibilidad de una generadora es menor que el límite mínimo, la generadora no recibe la cantidad total del Cargo por capacidad.

Si la disponibilidad de una generadora es menor que el límite mínimo durante la temporada seca, entre el 1 de diciembre y el 30 de abril de cada año, la generadora sólo recibe el Cargo por capacidad equivalente a su disponibilidad efectiva. Además, el límite mínimo para la temporada de lluvia (ente el 1 de mayo y el 30 de noviembre de cada año) se determina sobre la base del valor más bajo entre el límite mínimo y la disponibilidad efectiva promedio durante la temporada seca.

En el 2000, la Resolución 111 modificó el cálculo del Cargo por Capacidad para las generadoras, corriendo el balance a favor de las generadoras térmicas y en contra de las hidroeléctricas. El Cargo por Capacidad de una central en particular, se calcula sobre la base de la energía firme que se podría suministrar durante un período de sequía,

suponiendo las condiciones hidrológicas que prevalecieron durante el fenómeno El Niño que ocurrió entre 1992 y 1994. Según la Resolución 111 (2000), el cargo por capacidad de una central en particular se calcula sobre la base de la energía firme que se podría suministrar durante un período hipotético que supone las más severas condiciones hidrológicas.

Transmisión

A las compañías de transmisión (definidas como aquellas que operan redes de voltaje de al menos 220kV, las cuales conforman el Sistema de Transmisión Nacional, o el STN) se les exige dar acceso a terceros al sistema de transmisión bajo las mismas condiciones y se les autoriza cobrar una tarifa por los servicios de transmisión. Si las partes no llegan a un acuerdo referente a las condiciones de dicho acceso, la CREG está facultada para imponer una servidumbre de acceso. La tarifa de transmisión a ser pagada por las generadoras, las distribuidoras y las comercializadoras, consiste en:

- Un cargo de conexión que asegura el costo de operación de los equipos que unen al usuario con el sistema de transmisión, el cual no es pagado si el generador es el dueño de los equipos de conexión; y
- Un cargo de uso, aplicable solamente a los comercializadores, efectivo a partir del 1 enero de 2002.

El STN regula los ingresos para empresas de transmisión por medio de un ingreso fijo anual garantizado, sujeto al cumplimiento de una cierta disponibilidad mínima la que se determina mediante el valor nuevo de reemplazo de las redes y de los equipos existentes al 1 de enero de 2000, y en el caso de nuevos proyectos, por el valor resultante de los procesos de licitación adjudicados en la expansión del STN. Hasta el 2001, el valor mensual requerido para compensar a las empresas de transmisión dentro del STN estaba asignado de la siguiente forma: 25% por generadores y 75% por comercializadores del STN. A partir del 1 de enero de 2002, el valor fue asignado 100% entre los comercializadores del STN en proporción a la demanda de energía registrada por todos sus clientes.

De acuerdo a la Resolución CREG 51/98, con la excepción de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (la empresa de transmisión de propiedad estatal), ninguna empresa puede ser dueña de más del 25% del STN.

La expansión del STN se lleva a cabo de acuerdo al plan modelo de expansión diseñado por la Unidad Planeación Minero-Energética (“UPME”) y según los procesos de licitación abiertos a las existentes y nuevas empresas de transmisión, que son administrados por el Ministerio de Minas y Energía, siguiendo las instrucciones establecidas en la Resolución CREG 51 de 1998. De acuerdo a esa Resolución, la construcción, operación y el mantenimiento de nuevos proyectos se adjudica a la Compañía que demanda el más bajo valor presente de flujos de caja necesario para llevar a cabo el proyecto.

Distribución

La Distribución es definida como la operación de redes locales menores a 220 kV. Cualquier usuario puede tener acceso a las redes de distribución siempre que el usuario pague un cargo de conexión. La CREG regula la operación y los precios de distribución. Los precios de distribución deberían permitir a las empresas de distribución la recuperación de sus costos razonables, incluyendo los costos de explotación, de mantenimiento y de capital. Los cargos aplicados por el uso del sistema (cargos “DUOS”) para cada empresa son aprobados por la CREG y varían según el nivel de voltaje.

La CREG debe calcular los cargos DUOS para cada empresa. La metodología definida por la CREG para establecer los cargos para los cinco años que terminan el 31 de diciembre de 2002 está contenida en la Resolución 99 de 1997 y se basa en el costo de reemplazo de los activos de distribución prevalecientes al momento en que los cargos fueron calculados (el método de cálculo da por hecho que el costo marginal para nuevos proyectos es más bajo o igual que el costo promedio aprobado, y permite cobrar cualquier exceso sobre el costo promedio al usuario interesado en realizar proyectos que no cumplen con esa condición) y en un supuesto costo de oportunidad de capital, así como los costos de explotación y de mantenimiento.

Comercialización

La comercialización es la reventa directa a los usuarios finales de electricidad comprada en el mercado mayorista y puede ser realizada por las empresas generadoras, distribuidoras o agentes siempre que cumplan con los requisitos de la CREG. Los precios de comercialización para los usuarios no regulados se pactan libremente entre las partes. La comercialización con usuarios regulados está sujeta a un “régimen de libertad regulado” en la que cada comercializadora fija las tarifas utilizando las opciones de tarifas basadas en una fórmula establecida por la CREG en la Resolución 31 (1997) para un período de cinco años que termina el 31 de diciembre de 2002. Las tarifas se determinan de acuerdo a una combinación de los siguientes factores:

- Las fórmulas generales de costo dadas por la CREG; y
- Los costos individuales de comercialización aprobados por la CREG para cada comercializadora.

Los costos aprobados son costos máximos, por ende, los comercializadores pueden fijar las tarifas, aplicando costos más bajos apoyados con razones económicas debidamente fundamentadas. Las tarifas incluyen, entre otras cosas, los costos para la compra de electricidad por la entidad comercializadora, los cargos de transmisión, los cargos de distribución y un margen que cubre los riesgos de la actividad y el retorno sobre la inversión.

El mercado de distribución se divide en clientes regulados y no regulados. Los clientes en el mercado no regulado son libres para contratar el suministro de electricidad directamente de una generadora o distribuidora, actuando en su calidad de comercializadoras, o de una comercializadora pura. Inicialmente, el mercado de clientes no regulados consistía en aquellos clientes con una demanda de punta mayor que los 2 MW, que corresponde a aproximadamente 260 grandes clientes industriales y comerciales y representan alrededor del 5% del mercado de suministro. Este umbral de demanda de punta se redujo a 1 MW el 1 de enero de 1997, a 0,5 MW el 1 de enero de 1998, y a 0,1 MW el 1 de enero de 2000, o un consumo mensual mínimo de 55 MWh. Esta reducción agrandó el mercado de usuarios no regulados a más grandes clientes, representando aproximadamente el 28% de la demanda total del mercado en el 2002.

Puesto que la CREG no tomó ninguna decisión respecto de la nueva fórmula de tarifas a aplicarse durante el siguiente período de tarifas, la metodología actual se mantiene vigente en el 2003. Se espera a que la CREG determine en diciembre de 2003 la nueva fórmula de tarifas, el margen regulado para las actividades de comercialización y las condiciones de competitividad de la industria.

Es posible que algunos elementos de la fórmula de tarifas que otorguen una ventaja competitiva a los comercializadores independientes se corrijan, compensando mejor las actividades de comercialización. Dicho segmento enfrenta las mismas presiones políticas descritas anteriormente en la sección “—Colombia—Estructura Industrial—Distribución”. Como tal, los márgenes comerciales podrían disminuir mientras que la competencia para la actividad comercial podría aumentar.

Reglamentos ambientales

La Ley Número 99 de 1993 establece el marco legal para los reglamentos ambientales y, entre otras cosas, creó el Ministerio de Medioambiente como la autoridad encargada de la creación de políticas ambientales, con un enfoque especial en la definición, emisión y ejecución de las políticas y los reglamentos en búsqueda de la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de recursos renovables. . Así, el uso de recursos naturales o cualquier impacto en ellos producto de cualquier actividad o proyecto requerirá la emisión de permisos y licencias ambientales o el establecimiento de planes de manejo ambiental. La ley pone particular atención en la prevención del impacto ambiental de las entidades del sector eléctrico. Cualquier entidad que contempla llevar a cabo proyectos o actividades asociadas a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad que pueda ocasionar un deterioro ambiental, debe primero obtener una licencia medioambiental.

Desde 1993, Colombia ha experimentado una expansión importante de sus reglamentos ambientales como producto de la Ley N° 99. Esta ley requiere que las empresas generadoras contribuyan a la conservación del medioambiente por medio de un pago para el uso de la generación eléctrica. Las generadoras hidráulicas deben pagar 6% de su generación y una generadora térmica debe pagar 4%. Este pago se hace a las municipalidades y a las corporaciones ambientales donde se encuentren ubicados su maquinaria, embalses y cuencas de ríos que mantienen las aguas que ellos usan para sus operaciones.

Perú

Estructura industrial

El marco regulatorio que se aplica a la industria eléctrica en Perú se basa en el modelo del marco regulatorio en Chile. Sus principales reglamentos son: la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25.844) y sus reglamentos correspondientes (el Decreto Supremo N° 009-93 EM), el Reglamento Técnico sobre la Calidad del Suministro Eléctrico (Decreto Supremo N° 020-97EM), la Ley Antimonopólica para el Sector Eléctrico (Ley N° 26876) y sus reglamentos (Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI), Ley N° 26.734, que creó el régimen que supervisa las Inversiones en Energía y sus Reglamentos (Decreto Supremo N° 005-97-EM), además de la Ley Complementaria 27.699 del Organismo Supervisor de la Inversión de Energía o OSINERG (la autoridad peruana de regulación eléctrica), y la regulación para la resolución de conflictos que surjan dentro de esta institución (la Resolución N° 0826-2002-OS/CD).

Algunas de las características más importantes del marco regulatorio que se aplica al sector eléctrico en Perú son (i) la desintegración vertical, o la separación de las tres actividades principales: la generación, transmisión y distribución; (ii) la libertad de precios para el suministro de energía en mercados competitivos, y un sistema de precios regulados que se basa en el principio de eficiencia (la asignación y utilización de recursos correcto y el suministro de electricidad a costos mínimos); y (iii) la operación privada de los sistemas interconectados de electricidad sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio (cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en los reglamentos que afectan el sector).

El sector eléctrico en Perú consiste en un solo sistema interconectado principal, el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En octubre de 2000, los dos principales sistemas interconectados, el Sistema Interconectado Central-Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS) se conectaron para formar el único sistema integrado.

En Perú, el Ministerio de Energía y Minas define las políticas del sector de energía y regula los temas relacionados con el medioambiente, además del otorgamiento, la supervisión, el vencimiento y el término de licencias, permisos y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución, entre otras. El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, o OSINERG, es una entidad regulatoria pública y autónoma establecida en 1996 para el control del cumplimiento de los reglamentos legales y técnicos asociados con las actividades de electricidad e hidrocarburos, además de la conservación del medioambiente en relación con el desarrollo de estas actividades. En septiembre de 2001, la Comisión de Tarifas de Energía, o la CTE, llegó a formar parte de la OSINERG. En consecuencia, el OSINERG realiza las funciones de la CTE, que incluyen la publicación de tarifas reguladas. El Comité de Operación Económica del Sistema, o el COES, coordina el despacho de electricidad del SINAC de Perú de manera similar a los CDEC en Chile y prepara un estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos semianuales de precios nudos. No obstante, en Perú cada COES está compuesto por compañías de generación y transmisión, en cambio en Chile los CDEC sólo incluyen a las empresas generadoras.

Existen desde octubre de 1997 unas normas técnicas fijas con las cuales se puede comparar la calidad y condiciones de servicio entregados por las compañías eléctricas. A partir de octubre de 1999, aquellas compañías que no cumplen con las normas mínimas de calidad están sujetas a multas y recargos impuestos por el OSINERG, y mecanismos compensatorios para aquellos clientes que reciben un servicio bajo la norma.

Despacho y fijación de precios

La metodología de despacho y la fijación de precios al nivel de generación en Perú son virtualmente idénticas a la metodología de despacho y la fijación de precios en Chile, salvo que en Perú se refiere a los precios “nudos” como precios de barra y los clientes no regulados en Perú son aquellos con una demanda de capacidad mayor que 1 MW, en cambio en Chile los clientes no regulados son los que tienen una demanda de capacidad mayor que los 2 MW.

Transmisión

Al nivel de transmisión en Perú, las líneas transmisoras se dividen en dos sistemas, el principal y secundario. Todas las generadoras tienen acceso a las líneas del sistema principal, las que permiten llevar electricidad a todos los

usuarios. El concesionario de la transmisión recibe ingresos de las tarifas y peajes de conexión que reflejan un cargo por kW. Todas las empresas generadoras tienen acceso a las líneas del sistema secundario, pero son utilizadas únicamente para servir a ciertos usuarios, quienes en cambio son responsables de hacer pagos relacionados a su uso del sistema.

Fijación de precios de distribución

Las ventas de energía o capacidad hechas por las empresas de generación a las empresas de distribución para la reventa a clientes regulados deben ser hechas a precios de barra fijados por el OSINERG. Los precios de barra para energía y capacidad son publicados cada seis meses, en abril y octubre y entran en vigor el primer día de mayo y noviembre, respectivamente. Los precios de barra son los máximos precios para la electricidad comprada por las empresas de distribución que puede ser traspasada al cliente regulado. Aunque esos precios se fijan en soles peruanos, los cálculos son principalmente efectuados en US\$. Las otras condiciones para la fijación de precios de distribución son similares a aquellas que se utilizan en Chile.

Las tarifas de electricidad para un consumidor del Servicio Público de Electricidad (clientes regulados) incluyen pagos por la energía y capacidad de la generación y transmisión (precios de barra) y del VAD que considera una rentabilidad regulada sobre el capital invertido, los costos fijos de operación y mantenimiento y una norma para las pérdidas por distribución de energía.

Concesiones

Se requiere una concesión para las actividades de generación de electricidad cuando una planta de generación hidroeléctrica o geotérmica tiene una capacidad instalada superior a los 10 MW.

Se requiere un permiso para realizar actividades de generación cuando:

- Una central termoeléctrica tiene una capacidad instalada sobre los 500 kW; o
- Una central hidroeléctrica o geotérmica tiene una capacidad instalada entre 500 kW.

Una concesión para actividades de generación eléctrica constituye un acuerdo entre la empresa generadora y el Ministerio de Energía y Minas mientras que un permiso es simplemente un permiso unilateral concedido por el ministerio. El ministerio concede los permisos y las concesiones bajo los procedimientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y sus reglamentos y modificaciones. De acuerdo a los “desarrollos nacionales”, el Ministerio actualmente define las prioridades para admitir nuevas solicitudes para concesiones temporales y definitivas a ser integradas en los sistemas interconectados.

Modificaciones a la Ley de Concesiones Eléctricas

Actualmente el Ministerio de Energía y Minas ha hecho un llamado a reguladores, representantes de los consumidores y operadores de electricidad que son miembros del Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía para discutir la llamada Reforma a la Segunda Generación del Sector Eléctrico.

La agenda para esta reforma contempla los siguientes tres amplios temas:

1. Temas referentes a la consolidación de la reforma del sector eléctrico:
 - La confirmación que la inversión privada debería jugar un papel primario en el desarrollo del sector y que la inversión pública debería jugar un papel secundario en la electrificación rural y de áreas aisladas;
 - La regulación de sistemas eléctricos interconectados internacionalmente;
 - El ámbito de las funciones del OSINERG en su doble capacidad como regulador y fiscal;
 - Los mecanismos para facilitar el acceso a las empresas generadoras independientes a la utilización de recursos energéticos y tecnologías más eficientes;

- La utilización de recursos hidrológicos; y
 - Los cambios institucionales orientados a una mejora en la relación entre los usuarios y el sistema.
2. Temas referentes a la mejora de la eficiencia económica:
- La fijación de precios básicos para la energía, sus factores futuros y concurrentes;
 - Una revisión de la calificación de los sistemas de transmisión, y los cargos de transmisión y subtransmisión y de la metodología para determinar el VAD;
 - El análisis de los criterios y metodología para determinar los actuales costos de generación versus la adopción de costos declarados;
 - Los ajustes de la estructura y función del mercado eléctrico para permitir el acceso a nuevos agentes y productos, mejorando así la competencia;
 - La definición de los clientes no regulados; y
 - El mejoramiento de los reglamentos de la iluminación pública.
3. Temas específicos de naturaleza técnica más los procedimientos tales como el sistema para otorgar concesiones, las disposiciones técnicas para asegurar la calidad de las operaciones y las obligaciones específicas de los operadores.

Se han establecido un comité coordinador y tres subcomités (para los tres temas arriba mencionados) y éstos mismos se han reunido para revisar los tres temas. Se espera tener en el mediano plazo las resoluciones emitidas durante estas reuniones.

General

Las compañías operacionales no chilenas de Endesa-Chile se adquirieron en procesos de privatización de compañías anteriormente de propiedad y control estatal. Las bases de licitación establecidas con relación a dichas privatizaciones establecieron, en ciertas instancias, limitaciones sobre la capacidad del licitador ganador de transferir sus acciones sin recibir la aprobación regulatoria previa ni esperar el vencimiento de períodos de espera prescritas. Por ende, la capacidad de Endesa-Chile de transferir su participación en las entidades operacionales no chilenas está sujeta al cumplimiento con dichos requisitos.

Ítem 5. Revisión operativa y financiera y prospectos

A. Resultado operacional

General

El análisis a continuación se basa en nuestros estados financieros consolidados y sus notas contenidas en esta memoria anual y deben ser leídos en conjunto con ellos. Preparamos nuestros estados financieros de acuerdo con los principios contables generalmente aceptados de Chile que difieren un poco de los principios contables generalmente aceptados en Estados Unidos en algunos aspectos importantes. La Nota 34 de nuestros estados financieros consolidados presenta una descripción de las diferencias principales entre el GAAP chileno y el GAAP US según se relacionan con nuestra divulgación de información financiera.

De acuerdo al GAAP chileno, los datos financieros presentados para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002 se han corregido en pesos chilenos constantes al 31 de diciembre de 2002 para reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso chileno debido a la inflación. El IPC chileno aplicable para efectos contables en Chile para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2002 fue 3,0%. Las cifras en dólares aquí expresadas se presentan únicamente para fines de comodidad. Al 31 de diciembre de 2002, el Tipo de Cambio Observado fue Ch\$718,61 por US\$1,00. Dichos tipos de cambio no deberían considerarse como una representación de lo que efectivamente representan las cantidades en pesos chileno, ni lo que han sido ni lo que serían al convertirse en dólares US. Hay ciertas cantidades (incluyendo cantidades porcentuales) que aparecen en este documento que se han redondeado.

Nuestros estados financieros han sido preparados de acuerdo con principios contables generalmente aceptados en Chile y las normas impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, que difieren un poco de los principios contables generalmente aceptados en Estados Unidos respecto a algunos aspectos importantes. El GAAP chileno requiere que los estados financieros reconozcan los efectos de inflación de conformidad al Decreto Ley 824. Por consiguiente, todos los datos financieros referentes a Endesa-Chile, a no ser que se indicare lo contrario, se han corregido para eliminar los efectos distorsionadores de los cambios en el poder adquisitivo del peso chileno en los activos y pasivos monetarios, de tal forma que toda la información se presenta en términos monetarios comparables. Véase la Nota 2(b) a los estados financieros consolidados. La ganancia o pérdida del nivel general de precios reflejado en el estado de resultados indica el efecto de la inflación en nuestra cartera neta de activos monetarios durante períodos de inflación. Los activos y pasivos se consideran “monetarios” para la contabilización del nivel general de precio si sus cantidades están fijas por contrato o de alguna otra forma en términos de números de unidades monetarias, independiente de cambios en precios específicos en el nivel general de precio. Un ejemplo de activos y pasivos “monetarios” son las cuentas por cobrar, cuentas por pagar y caja.

El GAAP chileno es distinto al GAAP US en ciertos aspectos importantes. La Nota 34 a los estados financieros consolidados describe las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP US según se aplican al caso de Endesa-Chile. La utilidad informada sobre la base del GAAP US difiere de la utilidad informada sobre la base del GAAP chileno principalmente debido a las diferencias en el ajuste de la amortización mayor valor de la inversión y el tratamiento del impuesto sobre la renta diferido bajo el GAAP chileno y según dicta la Norma de Contabilidad Financiera N° 109, activos e intangibles fijos.

Introducción

Un entendimiento de nuestra condición financiera y resultado operacional requiere un conocimiento de la estructura regulatoria para la producción y fijación de precios de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, los principales países en los cuales nosotros y nuestras compañías coligadas operan. Ciertos factores como la fijación del precio de ventas de electricidad a usuarios regulados y no regulados y en el mercado spot, el significado de la mezcla entre ventas contractuales y ventas en el mercado spot de una empresa generadora y el efecto de condiciones hidrológicas en las operaciones, constituyen aspectos importantes en la determinación de los resultados financieros. Por consiguiente, el análisis que aparece a continuación debería ser leído en conjunto con nuestra descripción de las estructuras regulatorias de los países en los cuales operamos, lo que aparece en la sección titulada “Ítem 4. Información de la Compañía—D. Propiedad, plantas y equipos—Marco Regulatorio”. Existe una variedad de otros factores no directamente relacionados con las estructuras regulatorias que también influyen en nuestros resultados, tales y como nuestra estrategia comercial, las condiciones económicas en los países en los cuales operamos, las políticas estatales y contables, y los efectos de la competencia.

Corrección monetaria

De conformidad al GAAP chileno, estamos obligados a corregir los activos y pasivos no monetarios, los activos y pasivos denominados en UF y en monedas extranjeras, el patrimonio y las cuentas de pérdidas y ganancias, para que reflejen el efecto de las variaciones en el poder adquisitivo del peso chileno. Sin embargo, los activos y pasivos monetarios denominados en pesos chilenos no se corrigen, por lo que el efecto de la inflación es al revés ya que disminuye la ponderación relativa en el balance de los activos monetarios denominados en pesos de una compañía, los que no están indexados a la corrección monetaria, y tiene el efecto positivo de la reducción en la ponderación relativa del balance de los pasivos monetarios denominados en pesos. Véase las Notas 2(b) y 23 de nuestros estados financieros consolidados.

Generalmente se corrigen los activos y pasivos no monetarios, el patrimonio y las cuentas de pérdidas y ganancias utilizando el IPC chileno, basado en la “regla del mes anterior” en que los ajustes inflacionarios se basan en el IPC chileno al final del mes anterior al término del período. Los activos y pasivos monetarios en UF y en monedas extranjeras se corrigen al valor de la UF y a los tipos de cambio al término del período, respectivamente.

La corrección monetaria puede tener un efecto significativo en nuestra utilidad neta. El tamaño de la corrección monetaria para cualquier período dependerá principalmente de la cantidad y composición de activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras y de la cantidad de activos y pasivos monetarios denominados en pesos chilenos. Cualquier descalce entre la cantidad de activos y pasivos en monedas extranjeras producirá pérdidas o ganancias al nivel de corrección monetaria, lo que depende de la estructura del descalce y el movimiento del tipo de cambio aplicable. De igual modo, cualquier descalce entre la cantidad de activos monetarios denominados en pesos, por un lado, y los pasivos y patrimonio denominados en pesos, por otro lado, producirá pérdidas o ganancias al nivel de corrección monetaria, lo que depende de la estructura del descalce, de la tasa de inflación en Chile y de la devaluación o apreciación del peso chileno.

En períodos de inflación y de depreciación del peso chileno frente al dólar US moderada tendremos una corrección monetaria menor. En cambio, una apreciación real o devaluación real del peso chileno generalmente producirá una elevada suma de corrección monetaria. Dada la naturaleza impredecible de los mercados cambiarios extranjeros y, de menor medida, la inflación, no se puede garantizar que la corrección monetaria contribuiría a la utilidad neta ni que no producirá gastos en el estado de resultados en el futuro.

La tabla a continuación establece las variaciones entre el IPC y la UF chilenos y el dólar US y la apreciación (o devaluación) real del peso chileno frente al dólar US para los períodos indicados:

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de,		
	2000	2001	2002
	(expresado en porcentajes)		
Variación del IPC chileno (con la regla del “mes anterior”)	4,7	3,1	3,0
Variación de la UF	4,7	3,1	3,0
Variación del dólar US	8,2	14,1	9,7
Apreciación (depreciación) real del peso chileno vs. el dólar US (para fines contables).....	(3,3)	(9,1)	(6,2)

La corrección monetaria se determina de acuerdo al GAAP chileno al corregir las cuentas no monetarias indicadas a continuación:

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2000	2001	2002
	(en miles de Ch\$ al 1 de diciembre de 2002)		
Crédito (cargos) al ingreso para la corrección de:			
Propiedad, planta y equipos.....	85.883.506	56.882.632	58.835.586
Activo circulante y de largo plazo.....	24.751.414	11.099.339	9.232.693
Otros activos.....	12.266.250	6.769.430	5.619.161
Pasivo circulante y de largo plazo.....	(67.396.812)	(30.592.681)	(26.304.270)
Patrimonio.....	(56.619.079)	(41.205.764)	(41.901.218)
Cuentas de pérdidas y ganancias.....	2.030.366	1.385.276	(1.485.470)
Ganancia neta de la corrección monetaria.....	<u>915.645</u>	<u>4.338.232</u>	<u>3.996.482</u>

Conversión del tipo de cambio

Las variaciones en los tipos de cambio del peso chileno y del dólar US también influyen en nuestro resultado operacional dado que nuestros ingresos y gastos denominados e indexados en el dólar US se traducen al peso chileno en la preparación de nuestros estados financieros a los tipos de cambio prevalecientes.

	Ejercicio terminado el 31 de diciembre de		
	2000	2001	2002
	(en miles de Ch\$ al 1 de diciembre de 2002)		
Activo circulante.....	4.023.099	25.137.003	36.730.704
Activo no circulante.....	55.480.702	87.551.707	31.418.935
Pasivo circulante.....	(3.885.345)	(11.320.549)	(7.740.375)
Pasivo no circulante.....	(60.264.605)	(115.873.201)	(60.850.279)
Total.....	<u>(4.646.149)</u>	<u>(14.504.840)</u>	<u>(441.015)</u>

Reconciliación con el GAAP US

Nuestros estados financieros consolidados se han preparado de conformidad al GAAP chileno, que difiere del GAAP US en algunos aspectos importantes. Véase la Nota 34 a nuestros estados financieros consolidados para una descripción de las principales diferencias entre el GAAP chileno y el GAAP US y una reconciliación con el GAAP US de la utilidad neta y del patrimonio.

Información financiera con respecto a nuestras filiales

A no ser que se indicare lo contrario, toda la información financiera contenida en este Formulario 20-F con respecto a nuestras empresas filiales refleja los ajustes de consolidación. Dichos ajustes consisten principalmente en:

- La eliminación de ingresos de nuestras filiales de generación producto de ventas realizadas a nuestras filiales de distribución;
- La eliminación de gastos de nuestras filiales de distribución producto de las compras de energía y capacidad de nuestras filiales de generación; y
- El gasto de interés asociado con los créditos entre compañías relacionadas.

Como producto de estos ajustes, la información financiera con respecto a nuestras filiales incluidas en este Formulario 20-F es sustancialmente diferente de la información financiera presentada por esas filiales en sus estados financieros individuales y las tendencias exhibidas en dichos estados financieros pueden ser significativamente diferentes de las que se incluyen en este Formulario 20-F.

Políticas contables críticas

Las políticas contables críticas se definen como aquellas que reflejan juicios e incertidumbres de significado, que potencialmente arrojarían resultados sustancialmente distintos bajo supuestos y condiciones diferentes. Creemos que nuestras políticas contables críticas se limitan a aquellas descritas a continuación en lo que se refiere a la preparación de nuestros estados financieros en GAAP chileno. Se debería señalar que en muchos casos, el GAAP chileno específicamente dicta un tratado contable de una transacción en particular sin la necesidad del discernimiento por parte de la administración en su aplicación. Adicionalmente, pueden haber diferencias significativas entre el GAAP chileno y el GAAP US, según se explica en “—Reconciliación con el GAAP US”. También existen áreas en las cuales el discernimiento de la administración en la selección de alternativas disponibles no produciría un resultado sustancialmente diferente. Para obtener un resumen de las políticas contables importantes y los métodos utilizados en la preparación de los estados financieros, véase la Nota 2 a nuestros estados financieros consolidados.

La preparación de los estados financieros nos exige hacer estimaciones y tomar decisiones que afectan las cifras informadas de activos y pasivos, ingresos y gastos, y la asociada divulgación de información de activos y pasivos contingentes a la fecha de nuestros estados financieros. El resultado efectivo puede ser diferente de estas estimaciones al ser preparado bajo suposiciones y condiciones distintas.

Perjuicio de activos de larga vida

Evaluamos el perjuicio de nuestros activos de larga vida cuando ciertos eventos o cambios en las circunstancias indican que posiblemente no se pueda recuperar el monto devengado. Los factores que consideramos importantes son aquellos que podrían gatillar una revisión por perjuicio y son los siguientes:

- Un importante grado de desempeño desfavorable con respecto al resultado operacional histórico esperado o futuro proyectado;
- Cambios importantes de la manera en que se utilizan los activos adquiridos o la estrategia de nuestro negocio global; y
- Marcadas tendencias negativas en la industria o la economía.

Cuando determinamos que posiblemente no se pueda recuperar el monto devengado de los activos de larga vida sobre la base de la existencia de uno o más de uno de los factores de perjuicio, evaluamos los flujos de caja futuros para así determinar si necesitamos asumir un cargo de perjuicio. Si la suma de los flujos de caja futuros esperados (sin descuento) es menor que el monto devengado de los activos, reconocemos entonces una pérdida de perjuicio. Con el fin de estimar los flujos de caja futuros, debemos hacer supuestos y estimaciones sobre las tasas de interés futuros, los tipos de cambio futuros, los futuros aumentos en los precios de electricidad además de las tendencias de costos futuras tales y como los impuestos y la reparación y mantenimiento de las centrales. En consecuencia, los efectivos flujos de caja pueden ser sustancialmente diferentes de nuestra estimación y puede que tengamos que aplicar pagos de perjuicio adicionales. Los activos de larga vida ascendieron a Ch\$5.565 mil millones y Ch\$5.670 mil millones al 31 de diciembre de 2001 y 2002, respectivamente.

Perjuicio del menor valor de la inversión

Evaluamos el perjuicio del menor valor de la inversión de manera similar a la de los activos de larga vida. La medición de la pérdida por perjuicio se basa en el valor justo de la inversión que normalmente se determina utilizando un enfoque de flujo de caja descontada y recientes transacciones en el mercado que sea comparables. Con el fin de estimar el valor justo, debemos hacer supuestos sobre eventos en el futuro que son altamente inciertos al momento de hacer la estimación. Los resultados de este análisis demuestran que el menor valor de la inversión y el mayor valor de la inversión asociados con las inversiones en Argentina y Brasil contaron con un perjuicio ya que los flujos de caja descontados y futuros no fueron suficientes para recuperar ni el menor valor de la inversión ni el mayor valor de la inversión. Durante el 2002, la Compañía registró un cargo neto de Ch\$62,2 mil millones para amortizar totalmente en los libros todos los montos de menor valor de la inversión y mayor valor de la inversión de Ch\$56,1 mil millones, netos del interés minoritario.

Impuestos a la renta y diferidos

De conformidad a la Ley chilena, la Compañía y cada una de sus filiales calculan y pagan impuestos por separado. Estimamos de manera conjunta nuestra exposición tributaria actual efectiva con una evaluación de las diferencias temporales que resultan de los distintos tratados de partidas para fines tributarios y contables, tales como la depreciación. Estas diferencias producen activos y pasivos tributarios diferidos, que se incluyen en nuestro balance consolidado. Como una disposición transitoria bajo el GAAP chileno, registramos un contractivo o contrapactivo, compensando los efectos de los activos y pasivos de impuestos diferidos no registrados antes del 1 de enero de 2000. Dichas cantidades de contractivos o pasivos deben ser amortizadas en el ingreso a lo largo de los períodos de reintegro promedios estimados correspondientes a las diferencias temporales subyacentes con las cuales el activo o pasivo de impuesto diferido se relaciona calculado usando las tasas tributarias efectivas al momento del reintegro. De ahí, evaluamos la probabilidad de recuperar nuestros activos de impuesto diferido del ingreso futuro sujeto a impuestos y en la medida que vemos improbable dicha recuperación, fijamos una reserva de valuación. Para poder estimar el valor realizable de los activos de impuesto diferido y los períodos de reintegro promedio de los contractivos o pasivos, debemos hacer supuestos sobre eventos futuros que son altamente inciertos al momento de la estimación. Por ejemplo, hacemos estimaciones de las ganancias futuras, incluyendo estimaciones de las tasas de interés futuras, los tipos de cambio, los aumentos en los precios de electricidad y las tendencias de costos tales como los impuestos y la reparación y el mantenimiento de las centrales. Las revisiones hechas del valor alcanzable estimado de los activos de impuesto diferido o los períodos de reintegro estimado y promedio de los contractivos o pasivos podrían producir una significativa variación en nuestra asignación de impuestos a la renta de período a período. El pasivo neto del impuesto diferido fue Ch\$30 mil millones y Ch\$62,6 mil millones al 31 de diciembre de 2001 y 2002, respectivamente.

Valor justo de los instrumentos de derivados financieros

Los instrumentos de derivados financieros de la Compañía consisten principalmente en contratos Forwards en moneda extranjera de corta duración para la compra de dólares US o Euros y para la venta de UF, Swaps y Collars de interés y, Swaps de moneda cruzada (*cross-currency*). La Compañía registra estos contratos de derivados financieros al valor justo. Las estimaciones de los valores justos de los instrumentos financieros para los cuales no existen precios cotizados ni mercados secundarios, se han estimado mediante técnicas de valuación tales como modelos de valuación forwards, el valor actual de los flujos de caja futuros estimado y otras técnicas de modelación. Estas estimaciones del valor justo incluyen supuestos hechos por la Compañía respecto de los variables del mercado que pueden cambiar en el futuro. Los cambios en los supuestos podrían tener un impacto significativo en la divulgada estimación de los valores justos. El activo neto relacionado con los instrumentos de derivados financieros era Ch\$17,9 mil millones y Ch\$23,6 mil millones al 31 de diciembre de 2001 y 2000, respectivamente.

Tipo de cambio del peso argentino con respecto al dólar US

Los estados financieros de nuestras empresas filiales en Argentina se recalcularon en dólares US para los efectos de la preparación de nuestros estados financieros consolidados auditados, ya que, bajo el GAAP chileno, de acuerdo al Boletín Técnico 64, los estados financieros de filiales extranjeras que operan en países expuestos a riesgos significativos (países “inestables”) y que no se consideran una extensión de las operaciones de la compañía matriz se deben recalcular en dólares US. La pérdida contable incluida en el resultado operacional como consecuencia de la devaluación del peso argentino, al ser recalculada en dólares US fue aproximadamente US\$21 millones después de interés minoritario para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2001. El efecto del

recálculo del peso argentino en dólares US ocasionó una ganancia neta de aproximadamente US\$2,5 millones para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2002. A la fecha de la emisión de los estados financieros consolidados auditados, había incertidumbre respecto a los cambios futuros que podrían ocurrir en Argentina. De acuerdo a las exigencias del GAAP chileno, supusimos que los activos y pasivos monetarios argentinos y los ingresos y gastos se convirtieran a un tipo de cambio de conversión de 1,7 pesos argentinos por dólar US al 31 de diciembre de 2001 y de 3,28 pesos argentinos por dólar US al 31 de diciembre de 2002. Esta estimación contable nos obligó hacer ciertos supuestos con respecto a eventos futuros que eran altamente inciertos al momento de la estimación, ya que el tipo de cambio futuro del peso argentino con respecto al dólar US era incierto; sin embargo, el tipo de cambio se ha estabilizado desde ese entonces. Nuestras inversiones en Argentina representan 13,58% y 16,41% de los activos totales al 31 de diciembre de 2001 y 2002, y 21,42% y 10,46% de los ingresos totales y el 14,66% y 3,53% del ingreso total de explotación para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2001 y 2002, respectivamente.

Antes del 2002, existía la paridad entre el peso argentino y el dólar US de 1 peso argentino por 1 dólar US. A comienzos de diciembre de 2001, se aplicaron restricciones, prohibiendo los retiros de efectivo mayores que un cierto monto, además de las transferencias en monedas extranjeras con ciertas excepciones limitadas. Si bien el tipo de cambio legal se mantenía en 1 peso a 1 dólar US, se les permitía a las instituciones financieras llevar a cabo limitadas actividades debido a estos controles, y la actividad cambiaria se detuvo efectivamente salvo en caso de las transacciones personales de pequeños montos.

En enero de 2002, el estado argentino anunció su plan de crear un sistema de doble moneda con un tipo de cambio fijo “oficial” de 1,4 pesos a 1 dólar US para transacciones de importaciones y exportaciones y un tipo de cambio de “libre” flotación para otras transacciones. El 11 de enero de 2002, se acabó el feriado del mercado cambiario y los nuevos tipos de cambio de “libre” flotación fluctuaron entre 1,6 a 1,7 pesos por 1 dólar US. El 3 de febrero de 2002, el gobierno argentino emitió un decreto que (1) eliminó el tipo de cambio fijo; (2) estableció un solo tipo de cambio de libre flotación para el peso argentino; y (3) exigió que las obligaciones denominadas en dólares US se conviertan en obligaciones denominadas en pesos usando los tipos de cambio de conversión estipulados por decreto, dependiendo del tipo de obligación. El mercado para el tipo de cambio flotante se abrió el 11 de febrero de 2002.

Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2001 y 2002, nuestras empresas filiales argentinas recalcularon su estados financieros utilizando el tipo de cambio “flotante” de 3,28 pesos argentinos por dólar US y 1,7 pesos argentinos por dólar US al 31 de diciembre de 2001 y 2002, respectivamente. Creemos que esta medida fue apropiada para 2001 ya que, si bien es razonable pensar que la Compañía pudo haber pagado ciertos pasivos a un tipo de cambio de 1,4 pesos argentinos por dólar US bajo la ley temporal de Argentina hasta el 3 de febrero de 2002, nunca pretendíamos pagar ninguna parte de nuestra deuda antes de esa fecha.

Pasivos de los beneficios post jubilación y de pensiones

Los pasivos correspondientes a nuestro plan de beneficios post jubilación y de pensiones son significativos, y se desarrollan sobre la base de valuaciones actuarias. Dichas valuaciones contienen supuestos claves incluyendo las tasas de descuentos y los retornos esperados sobre los activos del plan. A la hora de seleccionar estos supuestos se requiere tomar en consideración las actuales condiciones de mercado, incluyendo los cambios en las tasas de interés. En el futuro pueden ocurrir cambios en los pasivos netos relacionados con los beneficios post jubilación y de pensiones debido a los cambios producidos por fluctuaciones en nuestro personal o en los supuestos. El pasivo post jubilación y de pensiones era Ch\$19,7 mil millones y Ch\$27,2 mil millones al 31 de diciembre de 2001 y 2002, respectivamente.

Boletín técnico N° 64

En octubre de 1998, el Colegio de Contadores de Chile emitió el Boletín Técnico N° 64, Contabilidad para Inversiones Extranjeras Permanentes. El Boletín Técnico N° 64 reemplazó el Boletín Técnico N° 51, que estaba vigente desde el 1 de enero de 1996. Según las exigencias del GAAP chileno, el Boletín Técnico N° 64 se ha aplicado del 1 de enero de 1998 en adelante. El Boletín Técnico N° 64 es distinto a los procedimientos de diferencia de cambio a los cuales los inversionistas extranjeros están acostumbrados de conformidad a la Declaración sobre Normas de Contabilidad Financiera N° 52 (“Declaración N° 52”), “Conversión de Monedas Extranjeras” emitida por el Consejo de Normas de Contabilidad Financiera. Véase la Nota 34 (o) a nuestros estados financieros consolidados auditados para una mayor descripción del Boletín Técnico N° 64. El Boletín Técnico N° 64 modifica el método

utilizado para recalcular las inversiones extranjeras, primero al convertir los montos de la moneda extranjera en US\$ con respecto a las filiales y empresas extranjeros a tipos de cambio históricos (en el caso de los activos y pasivos no monetarios) y a tipos de cambio del cierre del período (en el caso de activos y pasivos monetarios) y después al convertir los montos denominados en US\$ a pesos chilenos al tipo de cambio del cierre del período. De hecho, las inversiones extranjeras están adoptando el US\$ como su “moneda funcional”, ya que no se considera el peso chileno una moneda estable. Como producto de lo anterior, en los casos en que US\$ es la moneda funcional, el registro y depreciación de los activos no monetarios, como propiedades, planta y equipos, se determinan en US\$. Por tanto, durante los períodos en que el peso chileno se desprecia con respecto al US\$, los respectivos montos devengados y gasto de depreciación de nuestros activos no monetarios también aumentan, lo que al largo plazo elimina las diferencias entre los activos registrados usando monedas funcionales distintas. EL Boletín Técnico N° 64 puede hacer que se excluya de nuestra condición financiera presentada el efecto en los activos no monetarios de la devaluación en los países en los cuales nuestras filiales e inversiones están ubicadas. Por ejemplo, el monto devengado de nuestra propiedad, plantas y equipos argentinos y brasileños aumentó en el 2002, sin perjuicio de la devaluación del peso argentino y el real brasileño, ya que estos activos se registran al valor del dólar histórico y el dólar US registró una apreciación respecto al peso chileno en el 2002.

La aplicación del Boletín Técnico N° 64 ocasiona una separación integral entre los efectos de inflación en Chile (para fines contables financieros) y los cambios en la diferencia de cambio, con respecto a nuestras inversiones que no sean chilenas. Según el GAAP chileno, la cantidad de inversiones extranjeras netas a la fecha del balance inicial se ajuste según la corrección monetaria para los efectos de inflación en Chile, aumentando así la utilidad neta debido a la corrección monetaria. Los cambios en el saldo de la inversión extranjera neta en el balance inicial debido a movimientos del peso chileno con respecto dólar US se registran netos de los efectos de la corrección monetaria mencionados arriba en el patrimonio bajo el subtítulo “ajustes de conversión acumulativos”. Como producto de lo anterior, durante períodos en los cuales el peso chileno se deprecia en exceso de la inflación en Chile, comparado con el dólar US, el patrimonio aumenta. En cambio, durante períodos en los cuales el peso chileno se aprecia en exceso de la inflación en Chile, comparado con el dólar US, el patrimonio disminuye.

La aplicación del Boletín Técnico N° 64 de la diferencia de cambio estándar chilena con respecto a la conversión de nuestras operaciones no chilenas forma parte de la base comprensiva de la preparación de los estados financieros ajustados por la corrección monetaria según se requiere bajo el GAAP chileno. La incorporación de los efectos de inflación y conversión en los estados financieros se considera apropiada de conformidad a las condiciones inflacionarias que históricamente han afectado la economía chilena y, por consiguiente, no se ha eliminado. En 1999, el Personal del US Securities Exchange Commission confirmó que no se opondría a la visión de que los ajustes hechos de conformidad al Boletín Técnico N° 64 respecto a las inversiones ubicadas en países inestables sean parte de una base comprensiva de ajustes inflacionarios. Por lo tanto, no eliminamos las diferencias entre el Boletín Técnico N° 64 y la Declaración N° 52 en la reconciliación de nuestra utilidad neta o nuestro patrimonio con el GAAP US. Si Endesa-Chile aplicara la Declaración N° 52 en lugar del Boletín Técnico N° 64, se producirían las siguientes diferencias:

- Ya que la metodología aplicada para determinar las monedas funcionales tanto de la Compañía como de sus empresas filiales es distinta bajo la Declaración N° 52, es probable que la moneda local se consideraría la moneda funcional de las empresas filiales extranjeras de la Compañía en lugar del dólar US;
- Los montos del estado de resultados se convertirían a los efectivos tipos de cambio en vigor al momento de la transacción o a los tipos de cambio de promedio ponderado en lugar de los tipos de cambio del cierre;
- Las ganancias o pérdidas relacionadas con los activos y pasivos denominados en moneda extranjera pueden variar significativamente; y
- El patrimonio puede variar de manera significativa.

Cobertura de inversiones netas conforme con el Boletín Técnico N° 64

El Boletín Técnico N° 64 nos permite asignar ciertas deudas denominadas en dólares US como cobertura contra nuestras inversiones extranjeras netas medidas en US\$. Las diferencias cambiarias no realizadas resultantes de la conversión a pesos chilenos de estados financieros del inversionista extranjero y las coberturas relacionadas no son

incluidas cuando se determina de la utilidad neta para el período; más bien, dichas diferencias son registradas en el ajuste de conversión acumulativo, una cuenta de reserva que forma parte del patrimonio. Para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2001 y 2002, el efecto de las diferencias cambiarias no realizadas para inversiones netas produjo una ganancia no registrada de Ch\$14,5 mil millones y Ch\$44,1 mil millones, respectivamente. El efecto de las diferencias cambiarias no realizadas para deuda denominada en US\$ produjo una pérdida no registrada de Ch\$10,9 mil millones y Ch\$41,1 mil millones o una ganancia neta no registrada de Ch\$3,6 mil millones y Ch\$3 mil millones para 2001 y 2002, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2001 y 2002, el ajuste de conversión acumulativo de las inversiones extranjeras que se mide en US\$ fue Ch\$10,8 mil millones y Ch\$7,2 mil millones, respectivamente.

Reconocimiento del Ingreso

Conforme con el GAAP chileno, la energía suministrada pero no facturada de cada año se valoriza al precio de venta, utilizando las tarifas actuales, y se ha incluido en el ingreso de explotación. La suma no facturada se presenta en el activo circulante como cuentas por cobrar del giro ya que la recolección de estas sumas es relativamente asegurada y el correspondiente costo de energía comprada o producida se incluye en el costo de operaciones. La Compañía reconoce los ingresos generados de los servicios de ingeniería y de inspección y los peajes viales al momento en que se prestan los servicios relacionados.

A. Resultado Operativo

Resultado Operativo para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2002 y 2001

Ingresos de explotación

Una proporción sustancial de nuestros ingresos consolidados de las ventas en electricidad nosotros las obtenemos de Chile. Sin embargo, los ingresos de las ventas de los otros países representaron el 52,6% y 59,6% de nuestros ingresos consolidados en el 2002 y 2001, respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina representaron el 10,5% de nuestros ingresos consolidados en el 2002 comparado con el 21,8% en el 2001. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia representaron el 24,1% en el 2002 comparado con 21,1% en el 2001 y los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil representaron el 5,5% en el 2002 comparado con el 6,3% en el 2001. Adicionalmente, los ingresos de las ventas de electricidad en Perú representaron el 12,5% en el 2002 comparado con el 10,4% en el 2001. En ambos años, el 2002 y 2001, otros ingresos representaron menos que el 5% de los ingresos consolidados totales.

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los ingresos de explotación de Endesa-Chile para el 2001 y 2002, y el cambio porcentual de un año al otro.

Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de			
	2001	2002	Cambio %
<i>(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre de 2001, salvo los datos de volumen)</i>			
Ventas de electricidad (Chile)	386.082	403.886	4,6
Ventas de electricidad (Argentina)	227.739	98.156	(56,9)
Ventas de electricidad (Colombia)	220.309	226.093	2,6
Ventas de electricidad (Brasil).....	66.323	51.403	(22,5)
Ventas de electricidad (Perú).....	108.212	116.863	8,0
Otros	36.613	41.699	13,9
Total.....	<u>1.045.279</u>	<u>938.099</u>	(10,3)
Ventas de energía (GWh) (Chile)	18.673	18.344	(1,8)
Ventas de energía (GWh) (Argentina).....	12.988	7.897	(39,2)
Ventas de energía (GWh) (Colombia).....	14.591	14.639	0,3
Ventas de energía (GWh) (Brasil)	3.743	3.591	(4,1)
Ventas de energía (GWh) (Perú)	4.239	4.158	(1,9)

Los ingresos de explotación totales disminuyeron en un 10,3% a Ch\$938,1 mil millones en el 2002 de Ch\$1.045,3 mil millones en el 2001, lo cual se explica principalmente por el efecto de las actuales condiciones de mercado en Argentina y Brasil sobre las operaciones de nuestras filiales en estos mercados, lo cual sólo se compensó parcialmente por una mejora en las ventas registradas en Chile y Perú.

Los ingresos por ventas de electricidad en Chile tuvieron un incremento de un 4,6% a Ch\$403,9 mil millones en el 2002 de Ch\$386,1 mil millones en el 2001. Este crecimiento se debe principalmente a un mayor precio de venta de 6,5% a Ch\$22,00 por kWh el 2002 de Ch\$20,70 por kWh en el 2001. Este aumento fue parcialmente compensado por un decrecimiento en los volúmenes de ventas de aproximadamente 1,8% debido a menores ventas en el mercado spot. El precio medio de venta de la electricidad vendida por nosotros en Chile se incrementó a Ch\$22,10 por kWh en el 2002 de Ch\$20,70 por kWh en el 2001, principalmente debido a un incremento en los precios de contratos regulados y no regulados.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina decrecieron un 56,9% a Ch\$98,2 mil millones en el 2002 de Ch\$227,7 mil millones en el 2001. El decrecimiento se debe principalmente a una disminución de las ventas de energía de un 39,2% y una a disminución de un 29,1% en las ventas promedio. El precio de venta promedio por kWh de la electricidad vendida por nuestras filiales en Argentina bajó a Ch\$12,40 por kWh en el 2002 de Ch\$17,40 por kWh en el 2001, debido principalmente a los bajos precios de venta en el mercado spot y al menor precio de contrato de El Chocón en el 2002 debido a la devaluación de la moneda local en más del 70%. El volumen de electricidad vendido en Argentina disminuyó a 7.897 GWh en el 2002 de 12.988 GWh en el 2001 principalmente debido a la disminución en las ventas relacionadas con la línea de interconexión entre Argentina y Brasil y a una baja en la demanda eléctrica en el mercado argentino.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil disminuyeron en un 22,5% a Ch\$51,4 mil millones en el 2002 de Ch\$66,3 mil millones en el 2001, explicado principalmente por una reducción del 19,2% en el precio medio de venta durante el ejercicio 2002 a Ch\$14,3 por kWh en el 2002 de Ch\$17,7 por kWh en el 2001. Esta disminución se debió principalmente a una baja del 20,3% en el precio promedio de venta de energía debido a la devaluación de la moneda brasileña con respecto al dólar US.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia se incrementaron en un 2,6% a Ch\$226,1 mil millones en el 2002 de Ch\$220,3 mil millones en el 2001, debido a un incremento en los volúmenes de ventas a los 14.639 GWh en el 2002 de los 14.591 GWh en el 2001. El incremento en los volúmenes de ventas se relaciona principalmente a una mayor producción de energía dadas las favorables condiciones hidrológicas.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Perú se incrementaron en un 8,0% a Ch\$116,9 mil millones en el 2002 de Ch\$108,2 mil millones en el 2001 debido a un incremento de 10,1% en el precio promedio de ventas de

Ch\$28,10 por kWh en el 2002 de Ch\$25,50 por kWh en el 2001. El aumento en el precio promedio de ventas, se debió a la alza en los precios regulados, que ayudó a compensar la baja del 1,9% en los volúmenes de ventas.

Los otros ingresos se incrementaron en un 13,9% en el 2002, debido en gran parte a un mayor ingreso de Infraestructura 2000 y mayores ventas de la filial de ingeniería Ingendesa en función de nuevos contratos de servicios.

Costo de Explotación

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los costos de explotación para los años 2001 y 2002, y el cambio porcentual de un año al otro.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2001	2002	Cambio %
	<i>(en millones de Ch\$ constantes al 31 de diciembre del 2001, excepto los datos de volumen)</i>		
Costo de explotación (Chile)	268.287	255.198	(4,9)
Costo de explotación (Argentina).....	180.094	84.106	(53,3)
Costo de explotación (Colombia).....	141.773	144.655	2,0
Costo de explotación (Brasil)	37.402	32.576	(12,9)
Costo de explotación (Perú)	35.052	39.051	11,4
Total	662.608	555.586	(16,2)

El costo de explotación disminuyó a Ch\$555,6 mil millones en el 2002, 16% menos comparado con Ch\$662,6 mil millones en el 2001. El principal factor que hizo bajar dichos costos fueron nuestros ahorros en las operaciones en Argentina, Chile y Brasil, lo que fue parcialmente compensado por los mayores gastos de explotación en Colombia y Perú.

El costo de explotación en Chile bajó en un 4,9% a Ch\$255,2 mil millones en el 2002 de Ch\$268,3 mil millones en el 2001. Esta reducción se explica por la excepcional hidrología registrada para el período, puesto que hemos podido entregar la energía conforme con nuestros contratos, principalmente a través de nuestras centrales hidroeléctricas.

El costo de explotación en Argentina disminuyó en un 53,3% a Ch\$84,1 mil millones en el 2002 de Ch\$180,1 mil millones en el 2001. La menor demanda de energía y la operación de nuestras centrales ocasionaron una situación en que hubo menos necesidad de comprar energía en el mercado spot argentino. El Chocón redujo su nivel de energía comprada en un 63% y su costo de compra de energía en más de un 80%. En el caso de Costanera, las compras físicas sufrieron una baja de más del 75%, contribuyendo a una disminución del 87% en el costo de energía comprada. Por otra parte, la reducción en las actividades de generación en nuestras centrales argentinas produjo una disminución en los otros gastos de explotación. Con respecto a Costanera, la devaluación y la conversión de contratos en la moneda local redujo los costos de combustibles de la central en Ch\$38,7 mil millones, casi un 70% menos comparado con 2001. Dada su calidad de central hidroeléctrica, El Chocón no tiene costos de combustibles, pero aún así logró una reducción en sus cargos de transmisión y los costos de transporte por un monto alrededor de Ch\$3,4 mil millones debido a los menores volúmenes de venta.

El costo de explotación en Brasil bajó en un 12,9% a Ch\$32,6 mil millones en el 2002 de Ch\$37,4 mil millones en el 2001. Cachoeira Dourada en Brasil se benefició de los menores precios spot ocasionados por el final de la sequía y del racionamiento al comienzo del 2002, reduciendo así su costos de compra de energía en un 57% y por lo tanto, disminuyendo su gastos de explotación en un 13% comparado con el año pasado.

El costo de explotación en Colombia se incrementó en un 2,0% a Ch\$144,7 mil millones de Ch\$141,8 mil millones. Dicho aumento se debe principalmente a mayores gastos asociados con los cargos de transmisión.

El costo de explotación en Perú se incrementó en un 11,4% a Ch\$39,1 mil millones en el 2002 de Ch\$35,1 mil millones en el 2001. Este aumento en el costo de explotación de Edegel es principalmente producto de la amortización del costo de mantenimiento asociado con la Central Chimay.

Gastos de administración y ventas

Los gastos de administración y ventas aumentaron en un 4,6% a Ch\$36,3 mil millones en el 2002 de Ch\$34,7 mil millones en el 2001. Este aumento se explica principalmente por el efecto de una disposición establecida durante el 2002 en Colombia asociada a los pasivos de indemnización, compensado parcialmente la disminución en los gastos de administración y ventas en Argentina.

Resultado de explotación

El resultado de explotación en el 2002 se registró en Ch\$346,2 mil millones, lo que representa una reducción del 0,5% comparado con el resultado de explotación de Ch\$348 mil millones en el 2001. Esta leve reducción en el resultado de explotación básicamente se debe a un menor resultado de explotación en Argentina y Brasil, lo que se compensó casi exclusivamente con los mejores resultados registrados en Chile y Perú.

En Chile, el resultado de explotación para el 2002 se registró en Ch\$171,1 mil millones – un aumento del 25,4%. Dicha alza fue el producto principalmente de la mayor generación hidroeléctrica asociada a una mejora en los niveles de los embalses. Otro factor que contribuyó a dicha alza fue el aumento en los precios promedio de venta, producto de las políticas de marketing de Endesa-Chile que le permitieron obtener mejores precios con sus clientes no regulados y de los mercados spot. Por otra parte, la reducción en la generación termoeléctrica ocasionó una disminución de Ch\$24,2 mil millones en el costo de combustibles y del gas para el transporte. Finalmente, los mayores caudales facilitaron una reducción de Ch\$10,9 mil millones en el costo de compras de energía

En Argentina, el resultado de explotación se registró en Ch\$12,3 mil millones, lo que representa una caída de Ch\$30,8 mil millones con respecto al 2001. Esta reducción se debe a la baja en los precios de venta promedio de energía de El Chocón, producto de la devaluación del peso argentino y de una disminución de 39,2% en los volúmenes de ventas de energía en Argentina. Por otra parte, los bajos precios de energía en Brasil, ocasionados por el abundante suministro de agua en la región, significaron que sólo se recurriera a la línea de interconexión CIEN para abastecer el 2% de la demanda de agua. No obstante, el resultado de explotación de la Central Costanera subió en Ch\$2,9 mil millones en relación con el año anterior, debido a las ventas de capacidad en la interconexión con Brasil que parcialmente compensaron la baja en las ventas de energía de El Chocón.

En Brasil, el resultado de explotación de Cachoeira Dourada disminuyó en un 39,1% a Ch\$17,0 mil millones en el 2002 de 27,9 mil millones en el 2001. Una baja del 20,3% en el precio de energía promedio fue la causa principal de esta reducción, lo que a su vez fue producto de la devaluación de la moneda brasileña con respecto al dólar US y las mayores compras de energía asociadas con la recuperación de embalses después de una prolongada sequía en el sureste de Brasil.

En Colombia, el resultado de explotación para el 2002 se incrementó en un 1,1% a Ch\$75,4 mil millones producto en gran parte de un aumento de los volúmenes de ventas de energía debido a una mejora en los abastecimientos de agua y en el nivel de lluvias y a los mayores precios de venta de energía en el mercado spot.

Nuestra filial en Perú, Edegel, también contribuyó al mayor resultado de explotación consolidado. El resultado de explotación de Edegel se incrementó en un 6,7% a Ch\$70,5 mil millones principalmente debido a mayores precios de venta promedio en el Mercado spot, los cuales más que compensaron la reducción en los volúmenes de venta de energía.

Resultados fuera de explotación

La tabla que aparece a continuación establece ciertos datos con respecto a nuestros resultados fuera de explotación para cada uno de los períodos indicados.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2001	2002	Cambio %
<i>(en millones de pesos Ch\$ constantes al 31 de diciembre de, con excepción de los porcentajes)</i>			
Ingresos fuera de explotación:			
Ingresos financieros.....	19.151	15.247	(20,4)
Utilidad inversiones empresas relacionadas	(9.948)	8.570	(186,2)
Otros ingresos fuera de explotación	55.817	102.484	83,6
Egresos fuera de explotación:			
Gastos Financieros	(235.883)	(212.800)	(9,8)
Amortización menor valor de la inversión	(8.269)	(108.562)	1,213,0
Otros egresos fuera de explotación.....	(58.501)	(121.920)	108,4
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria	4.338	3.996	(7,9)
Diferencia de cambio	(14.505)	(441)	(97,0)
Resultados fuera de explotación.....	<u>(247.798)</u>	<u>(313.425)</u>	<u>26,5</u>

Las pérdidas fuera de la explotación alcanzaron Ch\$313,4 mil millones en el 2002 comparado con pérdidas de Ch\$247.800 millones en el 2001. Esta diferencia se explica en mayor medida por el aumento de Ch\$100,3 mil millones en la amortización menor valor de la inversión que resultó del perjuicio de las inversiones de la Compañía en Brasil y Argentina durante 2002, lo que se compensó en parte con una disminución de Ch\$23,1 mil millones en gastos financieros netos y una alza de Ch\$18,5 mil millones en la utilidad inversiones empresas relacionadas.

Ingresos Financieros. Los ingresos financieros disminuyeron en un 20,4% a Ch\$15,2 mil millones en el 2002 de Ch\$19,2 mil millones en el 2001. La disminución en el 2002 con respecto al 2001 se atribuyó principalmente a menores balances de caja en nuestras filiales en Argentina.

Otros ingresos fuera de explotación. El aumento de Ch\$46,7 mil millones en los resultados de otros ingresos fuera de explotación a Ch\$102,5 mil millones en el 2002 de Ch\$55,8 mil millones en el 2001 se explica principalmente por el efecto positivo de la devaluación en los pasivos en moneda local de nuestras filiales en Colombia y Argentina.

Gasto financiero. La baja de Ch\$23,1 mil millones en los gastos financieros netos se explica principalmente por la reducción en la deuda de US\$240 millones. Dicha reducción fue producto de los flujos de caja operacionales que permitieron el repago de la deuda financiera en el 2002 y de las menores tasa de interés ocasionadas por la caída en las tasas de interés internacionales del 2001.

Otros egresos fuera de explotación. El aumento de Ch\$63,4 mil millones en los resultados de otros egresos fuera de explotación se explica principalmente por una amortización total en los libros durante 2002 relacionada con los activos de nuestra filial de generación en Brasil, Cachoeira Dourada.

Menor valor de la inversión. El aumento de Ch\$100,3 mil millones en el cargo para menor valor de la inversión es producto de un perjuicio de las inversiones de la Compañía (Cachoeira Dourada en Brasil y El Chocón y Costanera en Argentina) durante 2002. Para obtener mayor información sobre este perjuicio, véase la Nota 13(b) a nuestros estados financieros consolidados auditados y “—Políticas Contables Críticas—Perjuicio de Inversiones en Compañía Coligadas, Activos de Larga Vida, Activos Intangibles Identificables y Menor Valor de la Inversión”.

Diferencia de cambio. La pérdida de Ch\$441 millones para el ejercicio terminado en el 2002, comparado con la pérdida de Ch\$14,5 mil millones para el ejercicio terminado en el 2001, refleja el hecho de que para el ejercicio terminado en el 2002 el peso chileno se depreció en un 9,7% frente al dólar US versus una depreciación de 14,1% durante el mismo período el año anterior. Sin embargo, en gran medida se compensaron estas pérdidas con las operaciones de contratos a futuro que ocasionaron una ganancia de Ch\$16,0 mil millones para el ejercicio terminado en el 2002.

Utilidad inversiones empresas relacionadas. La mejora de Ch\$18,5 mil millones en la utilidad inversiones empresas relacionadas se debe principalmente al aumento en la utilidad neta de CIEN que para el 2002 alcanzó Ch\$7,2 mil millones comparado con una pérdida de Ch\$5,8 mil millones para el ejercicio terminado en el 2001. El mejor resultado de CIEN en el 2002 se explica por los resultados de explotación significativamente mejores después de la puesta en marcha de su segunda línea de transmisión, con los primeros 500 MW en línea en mayo de 2002 y los 500 MW restantes en agosto de 2002.

Corrección monetaria. En el 2002, hubo una ganancia de Ch\$4,0 mil millones en la corrección monetaria, comparado con una ganancia de Ch\$4,3 millones en el 2001. Esta leve reducción en la corrección monetaria se debe al efecto combinado de menores tasas de inflación en Chile (3,0% en el 2002 versus 3,1% en el 2001) y un mayor nivel de pasivos monetarios netos durante 2002.

Impuesto sobre la renta

El mayor impuesto sobre la renta durante este período refleja los mejores resultados de las operaciones en Chile y Perú. La extraordinaria partida de Ch\$10,9 mil millones corresponde a un impuesto de seguridad único cobrado por las autoridades colombianas sobre el patrimonio de las compañías con el fin de financiar las actividades nacionales de seguridad. El impuesto total se registró durante el período 2002.

Interés minoritario

El interés minoritario produjo un cargo de Ch\$46,5 mil millones en el 2002, comparado con Ch\$34,0 mil millones en el 2001. El aumento de 36,8% en el 2002 comparado con 2001 se debe principalmente a una mejora en los resultados de EMGESA en Colombia.

Mayor valor de la inversión

El mayor valor de la inversión fue Ch\$85,9 mil millones en el 2002, comparado con Ch\$45,9 mil millones en el 2001. Este aumento es principalmente producto del perjuicio de las inversiones de la Compañía en Brasil y Argentina durante 2002. Véase la Nota 13 a nuestros estados financieros consolidados auditados y “—Políticas Contables Críticas—Boletín Técnico N° 64.”

Utilidad neta

La Compañía registró una pérdida de Ch\$9,3 mil millones en el 2002, comparado con una utilidad neta de Ch\$72,2 mil millones en el 2001. Esto se debe principalmente al perjuicio neto de menor y mayor valor de la inversión de Ch\$56,1 mil millones (después del interés minoritario) de las inversiones en Argentina y Brasil. La cantidad del perjuicio de menor valor de la inversión en Argentina es Ch\$26,9 mil millones y Ch\$72,1 mil millones en Brasil. Este ajuste se compensó en parte por:

- Un aumento de 25,4% en el resultado de explotación en Chile principalmente debido a mejores condiciones hidrológicas;
- Una mejora de Ch\$18,5 mil millones en el resultado neto de utilidad inversiones empresas relacionadas fundamentalmente debido a los mejores resultados de CIEN, que exporta energía de Argentina a Brasil en la cual Endesa-Chile tiene una participación de 45%; y
- Una reducción de Ch\$23,1 mil millones, o una disminución de 8,8% en los gastos financieros.

Resultado Operativo para el cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2001 y 2000

Ingreso de explotación

Una proporción sustancial de nuestros ingresos consolidados la obtenemos de las ventas en electricidad de Chile. Sin embargo, los ingresos de las ventas fuera de Chile representaron el 59,6% y 63,6% de nuestros ingresos consolidados en el 2001 y 2000 respectivamente. Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina representaron el 21,8% de nuestros ingresos consolidados en el 2001 comparado con el 30,1% en el 2000. Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia representaron el 21,1% en el 2001 comparado con 18,5% en el 2000. Los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil representaron el 6,3% en el 2001 comparado con el 6,1% en el 2000. Adicionalmente, los ingresos por las ventas de electricidad en Perú representaron el 10,4% en el 2001 comparado con el 8,9% en el 2000. En ambos años, 2000 y 2001, otros ingresos representaron menos que el 5% de los ingresos consolidados totales.

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los ingresos de explotación de Endesa-Chile para los años 2000 y 2001, y el porcentaje de cambio de año en año.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	Cambio %
	<i>(en millones de pesos Ch\$ constantes al 31 de diciembre de, con excepción de los porcentajes)</i>		
Ventas de electricidad (Chile)	307.921	386.082	25,4
Ventas de electricidad (Argentina)	282.461	227.739	(19,4)
Ventas de electricidad (Colombia)	173.231	220.310	27,2
Ventas de electricidad (Brasil).....	57.435	66.323	15,5
Ventas de electricidad (Perú).....	83.560	108.212	29,5
Otros	33.043	36.613	10,8
Total.....	<u>\$937.650</u>	<u>\$1.045.279</u>	<u>11,5</u>
Ventas de energía (GWh) (Chile)	20.086	18.673	(7,0)
Ventas de energía (GWh) (Argentina).....	15.549	12.988	(16,5)
Ventas de energía (GWh) (Colombia)	13.356	14.591	9,2
Ventas de energía (GWh) (Brasil)	3.887	3.743	(3,7)
Ventas de energía (GWh) (Perú)	3.604	4.239	17,6

Los ingresos de explotación totales se incrementaron un 11,5% a Ch\$1.045,300 mil millones en el 2001 de Ch\$937,7 mil millones en el 2000, lo cual se explica principalmente por los mayores ingresos en Chile y en Colombia debido a mejores condiciones hidrológicas y a mayores precios, y debido a mayores ventas físicas en Perú producto de las nuevas centrales de Edegel, lo cual fue compensado parcialmente por el decrecimiento en los ingresos en Argentina debido a menores ventas de contrato en Costanera.

Los ingresos por ventas de electricidad en Chile tuvieron un incremento de un 25,4% a Ch\$386,1 mil millones en el 2001 de Ch\$307,9 mil millones en el 2000. Este crecimiento se debe principalmente a un mayor precio de venta de 34,9% comparado con el año 2000, parcialmente compensado por un decrecimiento en las ventas físicas de aproximadamente 7% debido a menores transacciones en el mercado spot. El precio medio de venta de la electricidad vendida por nosotros en Chile se incremento a Ch\$20,7 por kWh en el 2001 de Ch\$15,3 por kWh en el 2000, principalmente debido a un incremento en los precios de nudo y del spot.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Argentina decrecieron un 19,4% a Ch\$227,7 mil millones en el 2001 de Ch\$282,5 mil millones en el 2000. El decrecimiento se debe principalmente a una disminución de las ventas de energía de un 16,5% y una a disminución de un 3,5% en las ventas promedio. El precio de venta promedio por kWh de la electricidad vendida por nuestras filiales en Argentina bajó a Ch\$17,5 en el 2001 de Ch\$18,2 por kWh en el 2000, debido principalmente a los bajos precios de venta spot de la Central Bueno Aires y Costanera en el 2001. El volumen de electricidad vendido en Argentina disminuyó a 12.988 GWh en el 2001 de 15.549 GWh en el 2000 principalmente debido al término de los contratos con Edenor y Edesur a fines de mayo del 2000. El término de los contratos en Argentina ha sido parcialmente compensado por las ventas a Brasil, que representaron el 39,8%

del total de las ventas físicas el 2001 y el incremento en 74,7% en las ventas físicas en El Chocón comparado con el 2000, debido a mejores condiciones hidrológicas en la zona del Comahue.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Brasil se incrementaron a Ch\$66,3 mil millones en el 2001 de Ch\$57,4 mil millones en el 2000 explicado principalmente por un 20% de incremento en el precio medio durante el año fiscal 2000 a Ch\$17,7 por kWh en el 2001 de Ch\$14,8 por kWh en el 2000 dado un incremento del 17,2% de las tarifas en términos reales en septiembre del 2000 y un adicional 10,6% en septiembre del 2001.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Colombia se incrementaron en un 27,2% a Ch\$220,3 mil millones en el 2001 de Ch\$173,2 mil millones en el 2000, debido a un incremento de un 16,4% en el precio medio de venta a Ch\$15,1 por kWh en el 2001 de Ch\$13,0 por kWh en el 2000 así como a un incremento del 9,2% en las ventas físicas a 14.591 GWh en el 2001 de 13.356 GWh en el 2000. El incremento en el precio medio es explicado por un incremento en las ventas por contrato y un incremento en el precio spot debido a restricciones en el sistema de transmisión eléctrico durante la primera mitad del 2001 lo cual benefició a nuestra empresa. El incremento de las ventas físicas está principalmente relacionado a una mayor demanda de los clientes de Emgesa.

Los ingresos de las ventas de electricidad en Perú se incrementaron en un 29,5% a Ch\$108,2 mil millones en el 2001 de Ch\$83,6 mil millones en el 2000 debido a un incremento de 17,6% en las ventas físicas de energía a 4,239 GWh en el 2001, de 3,604 GWh en el 2000 y a un mayor precio promedio de 10,1% a Ch\$25,5 por kWh en el 2001 de Ch\$23,2 por kWh en el 2000.

Los otros ingresos se incrementaron en un 10,8%, debido en gran parte a un mayor ingreso de Infraestructura 2000, principalmente relacionado a la nueva autopista, Autopista Los Libertadores.

Costo de Explotación

La tabla que aparece a continuación muestra el desglose de los costos de explotación para los años 2000 y 2001, y el cambio porcentual de un año al otro.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	Cambio %
	<i>(en millones de pesos Ch\$ constantes al 31 de diciembre de, con excepción de los porcentajes)</i>		
Costo de explotación (Chile)	255.556	268.287	5,0
Costo de explotación (Argentina)	229.099	180.093	(21,4)
Costo de explotación (Colombia)	103.127	141.773	37,5
Costo de explotación (Brasil)	24.435	37.402	53,1
Costo de explotación (Perú)	25.079	35.052	39,8
Total	\$637.296	\$662.608	4,0

El costo de explotación se incrementó en un 4,0% a Ch\$662,6 mil millones en el 2001 de Ch\$637,3 mil millones en el 2000 principalmente debido a un incremento en el costo de explotación en Brasil, Perú y Colombia, pero parcialmente compensado por la disminución del costo de explotación en Argentina.

El costo de explotación en Chile se incrementó en un 5,0% a Ch\$268,3 mil millones en el 2001 de Ch\$255,6 mil millones en el 2000 debido en su mayor parte a los incrementos en los peajes de transmisión explicados principalmente por la venta de las líneas de transmisión de Endesa a Transelec en el 2000. Esto fue parcialmente compensado por el decrecimiento en las compras de energía en Ch\$11,7 mil millones debido a menores compras físicas de energía, las cuales cayeron a 3.420 GWh en el 2001 de 4.993 GWh en el 2000 y a una disminución en el costo de combustibles de Ch\$7,4 mil millones explicados por una reducción en la dependencia de la producción térmica, la cual fue compensada por un incremento en la producción hidroeléctrica de 13,2% o 1.483 GWh.

El costo de explotación en Argentina disminuyó en un 21,4% a Ch\$180,1 mil millones en el 2001 de Ch\$229,1 mil millones en el 2000 principalmente debido a un decrecimiento de 2,378 GWh en compras de energía y a una disminución de 26,5% en el costo de combustible para Costanera explicado por un decrecimiento en la producción hidroeléctrica de 27,6% a 4.579 GWh en el 2001 de 6.321 GWh en el 2000. Esta favorable tendencia fue

parcialmente compensada por mayores costos de transmisión relacionados a una mayor producción en El Chocón, la cual creció un 93,2% a 4.496 GWh en el 2001 de 2.327 GWh en el 2000.

El costo de explotación en Brasil se incrementó 53,1% a Ch\$37,4 mil millones en el 2001 de Ch\$24,4 mil millones en el 2000 debido principalmente a mayores compras de energía. Los mayores costos de las compras de energía durante el 2001 pueden ser explicados en gran parte por la baja producción, que disminuyó 33,8% a 2.256 GWh en el 2001 de 3.406 GWh en el 2000, y también debido a mayores precios spot en las compras de energía. Los mayores precios spot fueron consecuencia de la sequía en el mercado brasileño que obligó al racionamiento del sistema eléctrico al sureste desde junio del 2001, y obligó a las empresas a comprar energía en el mercado spot a precios más altos para cumplir con sus compromisos.

El costo de explotación en Colombia se incrementó en un 37,5% a Ch\$141,8 mil millones de Ch\$103,1 mil millones debido a mayores compras de energía en el mercado spot relacionado a un incremento en las ventas durante el período. Las compras de energía se incrementaron en un 20% a 4.485 GWh en el 2001 de 3.737 GWh en el 2000.

El costo de explotación en Perú se incrementó en un 39,8% a Ch\$35,1 mil millones en el 2001 de Ch\$25,1 mil millones en el 2000 principalmente debido a mayores cargos de depreciación y de transmisión relacionados con las nuevas centrales hidroeléctricas de Edegel, las cuales comenzaron sus operaciones a fines de 2000.

Gastos de administración y ventas

Los gastos de administración y ventas aumentaron en un 3,8% a Ch\$34,7 mil millones en el 2001 de Ch\$33,4 mil millones en el 2000. Este aumento se explica principalmente por el efecto del tipo de cambio en la suma facturada en pesos chilenos de nuestras inversiones en el exterior, compensado parcialmente por la disminución en los gastos de administración y ventas en Argentina y Colombia.

Resultado de explotación

El resultado de explotación se incrementó un 30,4% a Ch\$348,0 mil millones in 2001 de Ch\$266,9 mil millones en el 2000. Este aumento en el resultado de explotación se explica en mayor parte por el mejor desempeño de nuestras operaciones en Chile, Colombia y Perú, compensado parcialmente por la disminución en el resultado operacional en Argentina y Brasil.

En Chile, el resultado de explotación creció un 102,3% comparado con el mismo período del año pasado, alcanzando un total de Ch\$136,5 mil millones, explicado principalmente por un incremento de 34,9% en el precio promedio de ventas de energía, lo que se atribuye a mayores precios regulados y del mercado spot además de un incremento de 13,2% en la generación hidráulica asociadas con mayores volúmenes de agua en regiones donde se encuentran las embalses más grandes.

En Argentina, la caída de los precios promedios de energía y de las ventas físicas de energía en las centrales termoeléctricas de Costanera, ocasionada por el término de los contratos con las compañías distribuidoras y los menores precios spot, causaron una disminución del 11,1% en el resultado de explotación de Argentina, alcanzando Ch\$43,0 mil millones. No obstante, debido a un aumento en el volumen de agua y las cotas de los embalses, la generación de la central hidroeléctrica El Chocón subió en un 93,2%, aumentando así su resultado de explotación en un 173,4%.

En Brasil, el resultado de explotación de Cachoeira Dourada bajó en un 10,6%, a Ch\$27,9 mil millones, lo que se explica básicamente por menos generación y más compras de energía dado los niveles críticos de los embalses en el sistema. Debido a los niveles críticos de los embalses y la pobre pluviosidad en Brasil desde el 1 de junio de 2001, el estado aplicó el racionamiento eléctrico en el sistema sureste en Brasil, donde se encuentra ubicada la central Cachoeira Dourada. Sin embargo, gracias a un acuerdo celebrado entre las autoridades y los agentes del Sistema Eléctrico Brasileño en diciembre de 2001, el efecto negativo en el resultado de Cachoeira Dourada fue solamente US\$5,4 miles de millones.

En Colombia, el resultado de explotación se incrementó un 14,0%, a Ch\$74,5 mil millones, principalmente debido a un aumento del 16,4% en los precios promedios de ventas y un aumento del 9,2% en las ventas físicas de energía. Este precio subió en gran parte debido a las restricciones impuestas sobre la transmisión de energía eléctrica en el Sistema colombiano durante los primeros meses de 2001.

Nuestra empresa filial en Perú, Edegel, también contribuyó al mayor resultado de explotación consolidado. El resultado de explotación de Edegel creció en un 21,2 %, o Ch\$66,0 mil millones, mayoritariamente debido a un aumento del 17,6 % en las ventas físicas de energía, lo que se atribuyó a mayores niveles en los embalses y una nueva capacidad de 191 MW que entró en operación durante la segunda mitad de 2000.

Resultados fuera de explotación

La tabla que aparece a continuación establece ciertos datos con respecto a nuestros resultados fuera de explotación para cada uno de los períodos indicados.

	Cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre de		
	2000	2001	Cambio %
	<i>(en millones de pesos Ch\$ constantes al 31 de diciembre de, con excepción de los porcentajes)</i>		
Ingreso fuera de explotación:			
Ingresos financieros.....	33.850	19.151	(43,4)
Utilidad inversiones empresas relacionadas	678	(9.948)	(1,567,1)
Otros ingresos fuera de explotación	272.788	55.817	(79,5)
Egresos fuera de explotación:			
Gastos Financieros	(271.334)	(235.883)	(13,1)
Amortización menor valor de la inversión	(7.245)	(8.269)	14,1
Otros egresos fuera de la explotación.....	(61.082)	(58.501)	(4,2)
Corrección monetaria:			
Corrección monetaria	916	4.338	373,6
Diferencia de cambio	(4.646)	(14.505)	212,2
Resultados fuera de explotación	<u>(36.076)</u>	<u>(247.798)</u>	<u>586,9</u>

Las pérdidas fuera de la explotación alcanzaron Ch\$247,8 mil millones en pérdidas en el 2001 de Ch\$36,1 mil millones en el 2000, lo que se relaciona principalmente con:

- Utilidades no recurrentes de la venta de Transelec y otros activos de transmisión registrados en el 2000, de Ch\$183,6 mil millones;
- Una disminución de Ch\$10,6 mil millones en patrimonio neto de empresas relacionadas;
- Mayor pérdida de Ch\$9,9 mil millones en diferencia de cambio; y
- Mayores gastos fuera de explotación debido al impacto de la devaluación argentina en los resultados de las filiales argentinas.

Los efectos descritos arriba se compensaron parcialmente por:

- Una disminución en los gastos financieros de Ch\$35,5 mil millones, y
- Un aumento de Ch\$18,6 mil millones en otros ingresos fuera de explotación, debido a ganancias atribuibles a la recompra de los Bonos Yankee en el último trimestre de 2001.

Ingresos Financieros. Los ingresos financieros disminuyeron en 43,4% a Ch\$19,2 mil millones en el 2001 de Ch\$33,9 mil millones en el 2000. La disminución en el 2001 con respecto al 2000 se atribuyó principalmente a menores balances de caja en Central Costanera parcialmente compensado por ingresos financieros más altos de las operaciones colombianas.

Otros ingresos fuera de explotación. Los otros ingresos fuera de explotación disminuyeron a Ch\$55,8 mil millones en el 2001 de Ch\$272,8 mil millones en el 2000. La diferencia entre los ingresos fuera de explotación en el 2000 y 2001 se debe principalmente a Ch\$142,2 mil millones en ingresos fuera de explotación relacionados con la venta de Transelec y Ch\$13 millones en ingresos excepcionales relacionados con las operaciones de El Chocón en el mercado spot en años anteriores. Todo este ingreso se registró en el 2000, parcialmente compensado por mayores utilidades de Ch\$18,6 mil millones debido a una recompra del Bono Yankee en el 2001. La recompra del Bono Yankee se llevó a cabo mediante una oferta de licitación que cerró el 21 de noviembre de 2001, según la cual recomparamos bonos por un valor total de US\$ 183.983.000 en los Estados Unidos. Los bonos sujetos a la recompra fueron un bono de US\$ 23.719.000 con vencimiento en 2027 y un bono de US\$ 160.264.000 con vencimiento en 2097. Los porcentajes recomprados fueron 36,4% y 80,1% respectivamente.

Utilidad inversiones empresas relacionadas. En el 2001, nuestra utilidad inversiones empresas relacionadas disminuyó a una pérdida de Ch\$9,9 mil millones de una ganancia de Ch\$678 millones en el 2000, principalmente debido al efecto de la corrección monetaria en los resultados de CIEN y GasAtacama en el 2001.

Gastos Financieros. Los gastos financieros disminuyeron 13,1% a Ch\$235,9 mil millones en el 2001 de Ch\$271,3 mil millones en el 2000. La disminución del gasto financiero se debió en gran medida a la disminución de la deuda financiera en aproximadamente US\$308 millones en términos de dólares, y a un decrecimiento en la tasa de interés del mercado, ambos fueron compensados parcialmente por el incremento en el tipo de cambio.

Amortización menor valor de la inversión. El menor valor de la inversión fue Ch\$8,3 mil millones en el 2001 comparado con Ch\$7,2 mil millones en el 2000. Este incremento se debió principalmente a la depreciación del peso chileno con relación al dólar en términos reales.

Otros gastos fuera de explotación. Los otros gastos fuera de la explotación disminuyeron en un 4,2% a Ch\$58,5 mil millones en el 2001 de Ch\$61,1 mil millones en el 2000. La disminución en otros gastos fuera de explotación se debió principalmente a gastos registrados durante 2000 relacionados a gastos de explotación de años anteriores y otros gastos no recurrentes.

Corrección Monetaria. La corrección monetaria resultó en Ch\$4,3 mil millones en el 2001 comparado con Ch\$916 millones en el 2000.

La Diferencia de Cambio resultó en una pérdida de Ch\$14,5 mil millones, comparada con una pérdida de Ch\$4,6 mil millones en el 2000. Esta diferencia se debe a un incremento en el tipo de cambio de 14,1% durante 2001 con respecto a un incremento de 8,2% en el tipo de cambio en el 2000.

Impuesto sobre la renta

El impuesto sobre la renta disminuyó en Ch\$48,6 mil millones, a Ch\$39,9 mil millones en el 2001 de Ch\$88,5 mil millones en el 2000. Esta disminución se explica por impuestos sobre la renta no recurrentes en el 2000 producto de nuestra venta de Transelec.

Interés Minoritario

El gasto de interés minoritario resultó en pagos de Ch\$34,0 mil millones en el 2001, comparado con Ch\$68,6 mil millones en el 2000. La disminución en el interés minoritario en el 2001, comparada con el 2000, fue principalmente debido a los menores resultados de nuestra filial argentina, Costanera.

Amortización mayor valor de la inversión

La amortización del mayor valor de la inversión fue Ch\$45,9 mil millones en el 2001, comparada a Ch\$41,1 mil millones en el 2000. Este incremento se debió principalmente a la depreciación del peso chileno con relación al dólar en términos reales.

Utilidad neta

La utilidad neta disminuyó a Ch\$72,2 mil millones en el 2001 de Ch\$114,9 mil millones en el 2000. Esto se debió principalmente a los siguientes factores:

- El decrecimiento en otros ingresos fuera de la explotación en Ch\$217,0 mil millones, debido a las utilidades registradas por la venta de Transelec durante el ejercicio 2000.
- Pérdidas por Ch\$19,2 mil millones producidas por la devaluación del Peso argentino en el resultado consolidado de la empresa.
- El impacto de la diferencia de cambio de Ch\$9,9 mil millones en pérdidas.

Los efectos descritos arriba se compensaron parcialmente con:

- Un 30,4% de incremento (o Ch\$81,0 mil millones), en el rendimiento operativo de la empresa.
- Un decrecimiento en el gasto financiero de Ch\$35,5 mil millones o 13,1%, explicado por un menor nivel de deuda de aproximadamente US\$308 millones de dólares en términos del dólar, y menores tasas de interés internacionales; y
- Una disminución de Ch\$ 48,6 mil millones en el impuesto sobre la renta y una reducción de Ch\$34,6 mil millones en el gasto de interés minoritario.

B. Liquidez y recursos de capital

Nuestras principales fuentes de liquidez son fondos de operaciones, préstamos nacionales e internacionales de bancos comerciales, y ofertas de deuda en los mercados de capital nacional e internacional.

Nosotros hemos accedido a mercados de capital social internacionales, incluyendo tres emisiones de ADS registrados en la SEC el 3 de agosto de 1994 para Endesa-Chile. También hemos emitido frecuentemente bonos corporativos norteamericanos registrados en el SEC, o Bonos Yankee, para Endesa-Chile, así como para la filial chilena Pehuenche. En junio de 2000 Endesa-Chile estableció un programa de documentos a mediano plazo en Euro, o Programa EMTN, por una cantidad acumulada de € mil millones. Emitimos € 400 millones en un documento a tres años a tasa flotante en junio del 2000.

Endesa-Chile, así como sus filiales en los cinco países en los cuales opera, también tiene acceso a los mercados de capitales locales, donde ha emitido, o intenta emitir, instrumentos de deuda incluyendo bonos de mediano y largo plazo tipo papel comercial que se venden principalmente a fondos de pensiones, empresas de seguros de vida, y otros inversionistas institucionales. En el 2001, Endesa-Chile emitió UF 7,5 millones (aproximadamente US\$ 170 millones al tiempo de la emisión pero US\$ 186 millones con el tipo de cambio de fin de año) en bonos chilenos a 5 y 21 años.

La Compañía es también un frecuente prestatario en los mercados de bancos comerciales, tanto en la forma de préstamos bilaterales así como de préstamos sindicados. En 1999, nosotros emitimos US\$ 1,8 mil de millones en préstamos bilaterales a 2 años con un grupo de bancos relacionados (*relationship banks*). Los préstamos fueron extendidos por dos años, y vencen en el 2003. También hemos emitido varios préstamos sindicados en el transcurso de los años, incluyendo el más reciente, en julio, un mecanismo sindicado de US\$ 500 millones en un bullet a 3 años.

El 15 de mayo de 2003, Endesa-Chile cerró un acuerdo crediticio por una suma aproximada de US\$743 millones. Este mecanismo (el “Mecanismo de Endesa-Chile”) refinanció la mayor parte del endeudamiento de la Compañía. Bajo este Mecanismo de Endesa-Chile, la Compañía agrupó todos sus acuerdos crediticios sindicados y bilaterales pendientes que de lo contrario hubiesen vencido en el 2003 y 2004. El Mecanismo de Endesa-Chile vence en mayo del 2008 y tiene un plazo de gracia de 30 meses antes del comienzo del repago de las cuotas, durante el cual Endesa-Chile sólo hará los pagos de interés del Mecanismo de Endesa-Chile, sujetos a ciertos pre pagos obligatorios en caso de la venta de algunos activos en particular o de emisiones de deuda o patrimonio. Durante los 30 meses restantes, comenzando en noviembre del 2005, se le exigirá a Endesa-Chile el pago del principal y también del interés. El interés del Mecanismo de Endesa-Chile se devenga a 300 puntos bases más LIBOR y está garantizado por cuatro filiales de Endesa-Chile: Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Empresa Eléctrica Pangué S.A., Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. y Endesa-Chile Internacional. El Mecanismo de Endesa-Chile eliminó dos aspectos del endeudamiento bancario anterior de la Compañía, a saber, el Mecanismo de Endesa-Chile no requiere un pre pago

obligatorio en caso de que el prestatario no alcance el nivel de la clasificación “grado de inversión” de Standard & Poor’s, y también modificó la fijación de precios del margen de interés a un nivel fijo, tal como se mencionó arriba, en lugar de un nivel determinado por el riesgo crediticio asignado por Standard & Poor’s, el cual está sujeto a cambios.

Como es de rigor para ciertos mecanismos de crédito y de deuda del Mercado de capitales, una parte significativa del endeudamiento financiero de Endesa-Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. El incumplimiento asociado con cualquier instrumento de endeudamiento de Endesa-Chile o de algunas de sus filiales más importantes con un monto activo igual a o mayor que los US\$30 millones después del vencimiento de los plazos de gracias efectivos (si los hubiera), podría ocasionar un incumplimiento cruzado en virtud del Mecanismo de Endesa-Chile. Por otra parte, si Endesa-Chile o cualesquiera de sus filiales no cumplieren con los pagos de cualquiera de sus instrumentos de deuda con un monto de principal agregado mayor que los US\$30 millones, se gatillaría un Evento de Incumplimiento de los bonos corporativos de Endesa-Chile registrados con la SEC. Finalmente, cualquier Evento de Incumplimiento que surgiera de los Bonos Yankee de Endesa-Chile gatillaría un incumplimiento cruzado en la mayor parte de nuestros acuerdos de crédito bancario existentes.

El Mecanismo de Endesa-Chile requiere que Endesa-Chile mantenga ciertas cláusulas (“*covenants*”) financieras específicas relacionadas con las razones máximas de endeudamiento a flujo de caja, de endeudamiento a EBITDA (flujo de caja operativo) y de endeudamiento a patrimonio, y una razón mínima del flujo de caja a gasto financiero. El Mecanismo de Endesa-Chile exige que la Compañía aplique el 75% de su excedente de efectivo (según se define en el Mecanismo de Endesa-Chile incluyendo la reserva para dividendos), y la mayor parte de las ganancias derivadas de las ventas de activos, de las emisiones de capital o de deuda al prepago del Mecanismo de Endesa-Chile. Adicionalmente, el Mecanismo de Endesa-Chile establece disposiciones que (1) prohíben que las filiales de la Compañía, cuyo lugar principal de comercio está en Chile, se endeuden, sujeto a ciertas excepciones y (2) prohíbe que Endesa-Chile y ciertas filiales (sujeto, en cada caso, a una variedad de excepciones) de, entre otras cosas, prepagar el endeudamiento, crear o permitir la existencia de gravámenes sobre propiedades y activos, hacer inversiones, préstamos (incluyendo préstamos inter compañías) o avances, emitir garantías o entregar otros tipos de apoyo crediticio, vender o enajenar los activos operacionales esenciales, hacer fusiones, consolidaciones, liquidaciones o disoluciones, hacer gastos de capital en exceso a ciertos montos umbrales acordados, que fluctúan entre los US\$36 millones y los US\$262 millones al año sobre una base consolidada, recomprar o rescatar el capital accionario o hacer otros pagos en relación con el capital accionario, celebrar acuerdos (aparte del Mecanismo de Endesa-Chile) que limiten la capacidad de las filiales de Endesa-Chile de aplicar las ganancias de capital o de emisiones de deuda y las ventas de activos mediante dividendos o el repago de endeudamiento inter compañía, realizar transacciones con asociados, celebrar transacciones de venta o de retroarriendo y hacer cambios sustanciales en la naturaleza de la actividad comercial principal de Endesa-Chile y de sus filiales más importantes.

Al 31 de marzo del 2003, el endeudamiento financiero total de las filiales argentinas de Endesa-Chile alcanzó aproximadamente los US\$472,1 millones, lo que representa el 10,8% de los pasivos financieros totales de Endesa-Chile.

Una parte sustancial del endeudamiento financiero de Endesa-Chile estaba sujeta a gatillos obligatorios de prepago (en el caso de perder la calidad de “grado de inversión” de Standard & Poor’s) y a una matriz de precios basada en las clasificaciones de deuda de Standard & Poor’s para las divisas a largo plazo no aseguradas senior del prestatario. El 11 de diciembre del 2002, Standard & Poor’s bajó dicha clasificación de Endesa-Chile de “BBB+” a “BBB” como consecuencia de las devaluaciones cambiarias que afectaban nuestras filiales argentinas y brasileñas y de la reducción en los precios nudos chilenos. El 21 de febrero del 2003, Endesa-Chile sufrió una nueva reducción en su clasificación de “BBB” a “BBB-” con una perspectiva negativa, lo que se basó principalmente en las crecientes preocupaciones de Standard & Poor’s respecto de la capacidad de Endesa Chile de refinanciar en medio de las difíciles condiciones de mercado y el deterioro de nuestras inversiones en Argentina y Brasil.

Mediante el Mecanismo de Endesa-Chile del 15 de mayo del 2003 descrito arriba, se refinanció todo nuestro endeudamiento que estaba sujeto a la matriz de precios basada en nuestra clasificación S&P. Bajo dicho Mecanismo, cualquier ajuste a nuestra clasificación de crédito no tendrá ningún impacto en los términos, incluyendo el interés a pagar, del Mecanismo. El 16 de mayo, y como consecuencia directa de nuestro nuevo refinanciamiento bancario, Standard & Poor eliminó su perspectiva negativa y mantuvo la clasificación de deuda de las clasificaciones de divisas corporativas de Endesa-Chile como “BBB-” con una perspectiva estable.

Finalmente, la mayoría de nuestras empresas tienen acceso a líneas de crédito suficientes para satisfacer todas las necesidades presentes de capital de trabajo en cantidades suficientes para cumplir con todos nuestros requerimientos de financiamiento.

La tabla que aparece a continuación demuestra el cronograma de vencimientos de deuda de la Compañía al 31 de diciembre de 2002:

Pagos de vencimiento de deuda por período (en US\$ millones)
ENDESA-CHILE en una base consolidada

Al 31 de diciembre del 2002	TOTAL	Ene 2003 - dic 2003	Ene 2004 - dic 2004	Ene 2005 - dic 2005	Después de dic 2005
Obligaciones contractuales					
Deuda con bancos.....	1.446	523	585	79	259
Bonos Yankee.....	1.586	170	-	-	1.416
Otros bonos.....	620	13	16	25	566
Bonos EMTN.....	381	381	-	-	-
Deuda ínter compañía (Enersis)	141	73	68	-	-
Otra deuda	289	63	45	88	93
Total.....	4.463	1.223	714	192	2.334

La tabla que aparece a continuación demuestra el cronograma de vencimientos de deuda de la Compañía al 31 de mayo de 2003:

Pagos de vencimiento de deuda por período (en millones de US\$)
ENDESA-CHILE en una base consolidada

Al 31 de mayo de 2003(1):	TOTAL	Ene 2003 - dic 2003	Ene 2004 - dic 2004	Ene 2005 - Dic 2005	Después de dic 2005
Obligaciones contractuales					
Deuda con bancos.....	1.366	220	160	203	782
Bonos Yankee.....	1.506	5	5	55	1.441
Otros bonos.....	729	13	20	29	667
Bonos EMTN.....	381	381	-	-	-
Deuda ínter compañía (Enersis)	86	25	61	-	-
Otra deuda	305	44	43	49	169
Total.....	4.372	689	289	335	3.060

(1) Se ha preparado la tabla no auditada arriba con fines demostrativos sólo para reflejar nuestras obligaciones contractuales sobre una base consolidada, dando efecto a nuestro refinanciamiento hasta el 31 de mayo del 2003.

La siguiente discusión de nuestros flujos de efectivo se basa en el GAAP chileno y, por ende, no incluye usos de caja, incluyendo las inversiones y los préstamos de nuestras filiales en etapa de desarrollo, las cuales no son consolidadas de acuerdo al GAAP chileno. Véase la Nota 34 a los estados financieros consolidados para las diferencias de reclasificación entre el GAAP chileno y el GAAP US.

La variación en la composición del flujo de caja durante el período está básicamente explicado por:

Nuestras actividades operativas proporcionaron caja neta de Ch\$285,9 mil millones en el 2000, Ch\$256,7 mil millones en el 2001 y Ch\$352,2 mil millones en el 2002. La disminución en el flujo de caja operativo del 2000 al 2001 se debe principalmente a mayores egresos relacionados con los pagos del impuesto sobre la renta de Ch\$64,7 mil millones, y con la coordinación de los pagos de costos de interés de Ch\$72,8 mil millones, lo que se compensó parcialmente con una coordinación adelantada de recibos de ventas por Ch\$68,8 mil millones. El aumento que se vio del 2001 al 2002 se atribuye principalmente a los pagos más lentos de las cuotas a pagar asociados con el resultado

fuera de explotación de Ch\$170,6 mil millones, compensado por una coordinación postergada de recibos de ventas por Ch\$66,8 mil millones.

En el 2000, nuestra salida de caja neta de las actividades de financiamiento alcanzaron Ch\$832,0 mil millones comparados con una salida de Ch\$83,8 mil millones en el 2001 y de Ch\$219,0 mil millones en el 2002. La salida neta del 2000 se atribuye al pago de deuda por Ch\$1.186,5 mil millones y una salida neta relacionada con el pago y recibo de créditos de empresas coligadas por Ch\$125,0 mil millones, lo que se compensó parcialmente con la emisión de una nueva deuda de Ch\$672,3. La salida de caja neta en el 2001 se debe principalmente a los pagos de deuda activa por Ch\$857,7 con las ganancias del financiamiento de deuda por Ch\$631,7 mil millones. La salida neta en el 2002 se debe principalmente a los pagos de deuda activa de Ch\$496,0 mil millones, compensado por las ganancias de las emisiones de deuda y de bonos por Ch\$357,4 mil millones.

Tuvimos una entrada de caja neta de los efectos de inversión de Ch\$482,8 mil millones en el 2000, comparado con una salida de caja neta de Ch\$112,5 mil millones en el 2001 y Ch\$113,3 mil millones en el 2002. Los gastos de capital para propiedad, planta y equipos ascendieron a Ch\$89,7 mil millones, Ch\$52,9 mil millones y Ch\$134,9 mil millones para los años 2000, 2001 y 2002, respectivamente. Las actividades de inversión en el 2000 arrojaron flujos de caja positivos debido a la venta de inversiones en compañías relacionadas por un monto acumulado de Ch\$329,0 mil millones, la venta de propiedad, planta y equipos de Ch\$139,0 mil y otros recibos de inversiones de Ch\$203,4 mil millones. Nuestra salida de caja más importante en el 2001 fue la recompra de los Bonos Yankee por Ch\$109,9 mil millones, parcialmente compensado por los pagos recibidos con relación a los préstamos entregados a empresas coligadas por Ch\$87,9 mil millones. La salida en el 2002 se produjo principalmente por las adiciones hechas a propiedad, planta y equipos por Ch\$134,9 mil millones, lo que fue parcialmente compensado por los pagos de préstamos recibidos de empresas coligadas por Ch\$34,5 mil millones.

De vez en cuando hemos negociado modificaciones y exenciones con nuestros acreedores con respecto a disposiciones asociadas con nuestros instrumentos de deuda como producto de los efectos de sequías anteriores y para permitir nuestra expansión, entre otras cosas.

El pago y distribuciones de dividendo de las filiales de Endesa-Chile y empresas relacionadas representan una fuente significativa de financiamiento para Endesa-Chile. El pago y distribución de dividendos de esas filiales y empresas coligadas están sujetos a restricciones legales y contractuales, tales como requerimientos de reserva legal, criterios de capital y de utilidades no distribuidas y otras restricciones, y dependen de sus ingresos y flujos de efectivo. Endesa-Chile ha sido aconsejado por abogados en los diferentes lugares geográficos donde operan sus filiales y empresas coligadas que actualmente no existen otras restricciones legales sobre el pago o distribución de dividendos a Endesa-Chile en las jurisdicciones donde tales filiales o empresas coligadas están incorporadas, aparte de las restricciones habituales limitando los dividendos a la cantidad de utilidad neta y de utilidades no distribuidas. Ciertos mecanismos de crédito y contratos con consorcios de inversión de las filiales de Endesa-Chile restringen el pago o distribución de dividendos bajo ciertas circunstancias. No se puede asegurar que no se impondrán restricciones legales ni que no surgirán en el futuro restricciones contractuales adicionales.

Nosotros consideramos que el flujo de caja generado por las operaciones, balances de caja, líneas de crédito disponibles (incluyendo las líneas de crédito de nuestros proveedores) y préstamos programados serán suficientes para cumplir con nuestros requerimientos de capital de trabajo, servicio de la deuda y inversiones para el futuro próximo.

C. Investigación y Desarrollo, patentes y licencias, etc.

Los costos incurridos por la Compañía para sus gastos de inversión y desarrollo que son generales (estudios de los niveles de agua, investigación hidroeléctrica, levantamientos de la actividad sísmica) se contabilizan a medida que se vayan incurriendo. Se capitalizan los estudios relacionados con proyectos de construcción específicos. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2001 y 2002, no se incurrió ningún costo de investigación y desarrollo.

La siguiente tabla describe los gastos de investigación y desarrollo durante los últimos tres ejercicios:

<u>Actividades de investigación y desarrollo</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
	<i>(en miles de Ch\$ constantes)</i>		
Registrados como activos	534.904	—	—
Registrados como gastos	—	—	—
Total	<u>534.904</u>	<u>—</u>	<u>—</u>

D. Información de las tendencias

En términos generales, no hay tendencias que puedan ser fácilmente establecidas para las empresas de generación y distribución en los cinco países en los cuales nosotros operamos. Hay una tendencia a una mayor competencia en algunos países, combinado con una liberalización de los mercados regulados, y la introducción o propuesta introducción de empresas comercializadoras que comercializaran energía a clientes finales. Nuestras empresas de generación que han estado afectadas por condiciones climáticas adversas han tomado las estrategias apropiadas y políticas comerciales para mitigar parcialmente ese riesgo, a través de un mayor apoyo en centrales a gas y contratos de suministros que pueden reducir el impacto de una severa sequía. También existe una tendencia general hacia la interconexión de los sistemas eléctricos, incluyendo sistemas que cruzan las fronteras internacionales, tales como nuestro proyecto CIEN entre Argentina y Brasil.

En octubre de 2002, el Directorio de Endesa-Chile aprobó el Plan de Fortalecimiento Financiero y Económico con el propósito de refinanciar US\$743 millones de la deuda sindicada y bancaria bilateral de Endesa-Chile con vencimiento en 2003 y 2004, y de vender ciertos activos identificados por razones de liquidez. Endesa-Chile refinanció estos US\$743 millones de endeudamiento mediante el Mecanismo de Endesa-Chile. El mayor costo de financiamiento que resulta de una tasa de interés más alta del Mecanismo de Endesa-Chile, nos exigirá dedicar más capital al servicio de nuestra deuda, y nos puede impedir hacer inversiones en nuestras operaciones y así limitar nuestra capacidad de proveer apoyo crediticio a nuestras filiales y empresas coligadas de las cuales recibimos pagos de dividendos y distribuciones. Véase “Ítem 4. Información de la Compañía—B. Resumen del Negocio—Estrategia Comercial—Plan de Fortalecimiento Financiero” y “—Liquidez y Recursos de Capital”.

E. [Reservado]

F. [Reservado]

G. [Reservado]

Ítem 6. Directores, Gerencia General y Empleados

A. Directores y Gerencia General

Los actuales directores y principales ejecutivos de Endesa-Chile son los siguientes:

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>En el Cargo Actual Desde</u>	<u>Vencimiento del Período Actual</u>
Directores			
Luis Rivera Novo (1) (3)	Presidente	2002	2005
Antonio Pareja Molina (1)	Vicepresidente	2000	2005
Ignacio Blanco Fernández (1)	Director	2002	2005
Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	1995	2005
Jaime Bauzá Bauzá (2) (3)	Director	1999	2005
Carlos Torres Vila (1)	Director	2002	2005
José María Hidalgo Martín-Mateos (1)	Director	1999	2005
Andrés Regué Godall (1)	Director	1999	2005
Antonio Tuset Jorratt (2) (3)	Director	1999	2005

Nombre	Cargo	En el Cargo Actual Desde	Vencimiento del Período Actual
Principales ejecutivos			
Héctor López Vilaseco	Gerente General	2000	N/A
Alfredo Ergas Segal	Gerente de Administración y Finanzas	2002	N/A
Julio Valbuena Sánchez	Gerente de Planificación y Control	2002	N/A
Rafael Mateo Alcalá	Gerente de Producción y Transporte	1999	N/A
Carlos Martín Vergara	Gerente de Fiscalía	1996	N/A
Juan Carlos Mundaca	Gerente de Recursos Humanos	2000	N/A
José Venegas Maluenda	Gerente de Trading y Comercialización	2001	N/A
Rafael Errázuriz Ruis Tagle	Gerente de Planificación Energética	2001	N/A
Rodolfo Nieto Maturana	Gerente de Comunicación	2000	N/A
Claudio Iglesias Guillard	Gerente de Generación Chile	1999	N/A

(1) Director designado como representante de Enersis

(2) Director Independiente no designado por un accionista en particular

(3) Miembro del Comité de Directores

Directores

Luis Rivero Novo pasó a ser Presidente del directorio en julio de 2002. En 1998, se unió a Endesa-España como Vicepresidente Ejecutivo. Actualmente, el Sr. Rivera es el Director General de Endesa España Internacional. El Sr. Rivera ha sido director de algunas filiales de Endesa-España incluyendo la Compañía Sevillana de Electricidad y Enersis. Se desempeñó como consultor para McKinsey desde 1986 y se hizo socio de esa firma en 1991. En McKinsey, se especializó en los sectores de energía y finanzas. El Sr. Rivera es titulado en Ingeniería Civil de la Universidad Politécnica de Madrid y obtuvo un MBA de INSEAD.

Antonio Pareja Molina pasó a ser director en agosto de 2000. Desde 1986, el Sr. Pareja ha ocupado diversos cargos en Endesa-España, los que incluyen el de Gerente de Planificación y Control Corporativo y el de Director de Control. En la actualidad el Sr. Pareja también es miembro del Comité Ejecutivo del Grupo Endesa y Director de *Chilectra S.A.* Es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales y posee un título postgrado de la London Business School y del Instituto Empresa.

Leonidas Vial Echeverría pasó a ser Director en abril de 1995. El Sr. Vial es Vicepresidente de la Bolsa de Comercio de Santiago, como asimismo Director de *Empresas Santa Carolina S.A.*, *Cía. Industrial El Volcán S.A.*, *Inversiones Industriales Colina S.A.*, *Inversiones Industriales Los Valdés S.A.* y de *Las Américas Cía. de Seguros de Vida S.A.*

Jaime Bauzá Bauzá pasó a ser Director en mayo de 1999 y también es Director de Pehuenche. Desde 1990 a mayo de 1999, el Sr. Bauzá se desempeñó como Gerente General de Endesa-Chile. Se integró a Endesa-Chile en mayo de 1990 después de más de veinte años en el sector de la electricidad. El Sr. Bauzá fue Gerente General de Pehuenche desde 1987 hasta abril de 1990 y Presidente de Chilgener S.A. (“Chilgener,” o actualmente “Gener”) desde 1987 hasta 1989. El Sr. Bauzá también se desempeñó como Gerente General de Chilgener desde 1981 hasta 1987. Es titulado de Ingeniería Civil de la Universidad Católica de Chile.

José María Hidalgo Martín-Mateos pasó a ser Director en mayo de 1999. El Sr. Hidalgo es actualmente Presidente y Gerente General de las empresas generadoras peruanas *Etevensa S.A.* y *Piura S.A.*, empresas filiales de Endesa-España. Además es Vicepresidente de Edelnor y Gerente General de *Eléctrica de Cabo Blanco S.A.* y *Generalima S.A.* El Sr. Hidalgo comenzó su carrera en Endesa-España en 1976. Es licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad de Santiago de Compostela y posee un Magíster en Finanzas Internacionales de ESADE.

Andrés Regué Godall pasó a ser Director en mayo de 1999. Actualmente es Gerente General de la empresa de distribución colombiana Codensa. El Sr. Regué comenzó su carrera en Endesa-España en 1968 y se ha desempeñado como Director General de *Relsa S.A.*, Director de Ingeniería de *Empresa Nacional Hidroeléctrica del*

Ribagorzana S.A. y Subdirector de *Térmicas de Besos S.A.* El Sr. Regué es titulado en ingeniería de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales en Barcelona y un Magíster en Administración de Negocios de ESADE.

Antonio Tuset Jorrat pasó a ser Director en junio de 1999. El Sr. Tuset también es Director de *Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Fanaloza S.A., Banvida S.A., Banmédica S.A., CIMENTA, Mutuos Hipotecarios S.A., SCL Terminal Aéreo de Santiago S.A., Inversiones Tricahue S.A.* El Sr. Tuset es titulado en Ingeniería Comercial de la Universidad de Chile.

Carlos Torres Vila pasó a ser Director en marzo de 2003. Además, es el actual Director Corporativo de Estrategia de Endesa-España. Antes de unirse a Endesa-España, el Sr. Torres fue consultor y socio en McKinsey & Company con una concentración en la industria energética. El Sr. Torres es titulado en Ingeniería Eléctrica del Massachusetts Institute of Technology, en Derecho de la Universidad Nacional de Educación a Distancia y obtuvo un MBA de MIT.

Ignacio Blanco Fernández pasó a ser Director en marzo de 2003. El Sr. Blanco es actualmente Gerente General de la compañía de distribución peruana EDELNOR. También se ha desempeñado como Gerente de Planificación y Desarrollo de Enersis hasta diciembre del 2002 y ha servido como gerente de Administración y Estrategia de Energía y como Presidente del Companhia de Interconexão Energética (“CIEN”). El Sr. Blanco es titulado en Economía de la Universidad de Zaragoza, en Ingeniería Industrial de la Universidad Politécnica de Cataluña y realizó sus estudios pregrados en la University of Chicago.

Principales Ejecutivos

Héctor López Vilaseco pasó a ser Gerente General en agosto de 2000. Desde noviembre de 1997 hasta agosto de 2000 formó parte del directorio de Endesa-Chile y desde mayo de 1999 se ha desempeñado como nuestro Vicepresidente. El Sr. López ha ocupado diversos cargos en Endesa-España, los cuales incluyen el de Director de Finanzas Internacionales y Mercados de Capitales (1985-1992), miembro del Comité de Gerencia, Gerente Adjunto de Energía de Endesa-España Internacional (1997-2000) y Director Financiero adjunto de Endesa-España (1996-1997). El Sr. López es titulado en Derecho y Economía del ICADE, Madrid.

Alfredo Ergas Segal es Gerente de Administración y Finanzas de Endesa-Chile. Antes de integrarse a Endesa-Chile, el Sr. Ergas fue Gerente de Finanzas y Administración de la compañía de telecomunicaciones chilena Smartcom; Gerente de Planificación y Control Operativo; y Gerente de Finanzas de Enersis. El Sr. Ergas es titulado en Ingeniería Comercial de la Universidad de Chile.

Julio Valbuena Sánchez es Gerente de Planificación y Control de Endesa-Chile. Se integró a Endesa-Chile en julio de 2002. El Sr. Valbuena fue Gerente de Planificación y Control de Endesa Energía-España de 1998 a junio de 2002. Tiene un MBA Ejecutivo del Instituto de Estudios Superiores de la Empresa (IESE) de Madrid y es titulado en Ingeniería Civil de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad Politécnica de Madrid.

Rafael Mateo Alcalá pasó a ser Gerente de Producción de Endesa-Chile en agosto de 1999. Se integró al Grupo Endesa en 1982 y ha sido Gerente de Central Eléctrica, Gerente de Producción Térmica de Endesa-España en España. Es titulado en Ingeniería Industrial de la Universidad de Zaragoza y posee un MBA del IESE.

Carlos Martín Vergara es Abogado General de Endesa-Chile. Se integró a Endesa-Chile en mayo de 1996. También se ha desempeñado como el Abogado General de Enersis. Es titulado en Derecho de la Universidad Católica de Valparaíso y tiene un doctorado en Derecho de la Universidad Española de Navarra.

Juan Carlos Mundaca Alvarez es Gerente de Recursos Humanos de Endesa-Chile desde junio de 2000. Con anterioridad fue Gerente de Recursos Humanos de *Chilectra S.A.* El Sr. Mundaca también se ha desempeñado como Gerente de Servicio al Cliente y Gerente de Sucursal de Chilectra. El Sr. Mundaca es titulado en ingeniería comercial de la Universidad de Santiago, Chile.

José Venegas Maluenda pasó a ser Gerente de Trading y Comercialización de Endesa-Chile en junio de 2001. El Sr. Venegas se integró a la empresa en 1992. También se ha desempeñado como Gerente de Planificación y Energía, Gerente Comercial en Chile y como Director del Centro de Despacho de Carga Económica (CDEC) del

SIC en 1997. El Sr. Venegas es titulado en Ingeniería Civil Industrial de la Universidad Católica de Chile y posee un MBA de la Universidad Adolfo Ibañez.

Rafael Errázuriz Ruiz-Tagle, es Gerente de Planificación Energética de Endesa Chile desde junio de 2001. El Sr. Errázuriz fue Gerente de Generación de Endesa-Chile en Colombia y además fue Gerente General de Emgesa. Es titulado en Ingeniería Civil de la Universidad de Santiago.

Rodolfo Nieto Maturana es Gerente de Comunicación de Endesa-Chile. Se integró a Endesa-Chile en octubre de 2000. También se ha desempeñado como Jefe de Prensa del Grupo Enersis y Elesur. El Sr. Nieto es titulado en Periodismo de la Universidad de Chile.

Claudio Iglesias Guillard es Gerente de Generación de Endesa-Chile en Chile. Se integró a Endesa-Chile en 1982. Ha sido Gerente General de Emgesa, Betania y CBA. El Sr. Inglesis fue director de CAMMESA y Presidente de la AGEERA en Argentina. Es titulado en Ingeniería Civil Eléctrica de la Universidad de Chile.

B. Remuneración

En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de marzo de 2003, nuestros accionistas mantuvieron la política de remuneración para el directorio que aprobaron el año pasado. Cada director recibirá un sueldo fijo de 55 UTM mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 36 U.F. El vicepresidente recibirá un sueldo fijo de 82,5 UTM mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 54 U.F. El presidente recibirá un sueldo fijo de 110 UTM mensuales y una remuneración por asistencia a sesión de 72 U.F. En el 2002, la remuneración total pagada a cada uno de los directores en millones de pesos chilenos corresponde a los montos indicados a continuación:

Director	Año terminado al 31 de diciembre del 2002, (en miles de Ch\$)			
	Remuneración del Directorio	Comité de Directores	Participación	Total
Luis Rivera Novo	11.051	3.617	9.645	24.313
Antonio Pareja Molina.....	16.575	—	7.235	23.810
Jaime Bauzá Bauzá.....	11.051	7.230	9.045	27.326
Emilio García Diez	11.051	—	5.425	16.476
José María Hidalgo Martín-Mateos	11.051	—	6.631	17.682
Rodolfo Martín Villa	8.289	—	5.425	13.714
Andrés Regué Godall.....	11.051	—	7.836	18.887
Antonio Tuset Jorratt.....	11.051	7.230	9.045	27.326
Leonidas Vial Echeverría	11.051	—	6.028	17.079
Pablo Yrarrázaval Valdés (1).....	12.892	3.617	9.645	26.154
Pedro Larrea Paguaga (1)	2.763	—	603	3.366

(1) Los Sres. Pablo Yrarrázaval Valdés y Pedro Larrea Paguaga fueron el Presidente y Director hasta julio del 2002 y abril del 2003, respectivamente.

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

No divulgamos a nuestros accionistas ni tampoco ponemos a disposición pública la información relativa a la remuneración de cada uno de nuestros ejecutivos.

C. Prácticas del Directorio

La administración de Endesa-Chile está a cargo de sus funcionarios ejecutivos, dirigidos por su directorio el cual, en conformidad con los *Estatutos*, consta de nueve directores que son elegidos en las Juntas Ordinarias Anuales de los Accionistas. La totalidad de los directorios es elegida cada tres años. El Directorio actual fue elegido en marzo del 2003.

Se permite la votación acumulativa para la elección de los directores. El directorio puede designar sustitutos para llenar cualquier vacante que se produzca durante períodos entre las elecciones. Los principales ejecutivos de Endesa-Chile son designados por el Directorio y se mantienen en el cargo según su discreción. Los *Estatutos* exigen que los directores se reúnan por lo menos una vez al mes. Se convoca a Juntas Extraordinarias de Directorio cuando lo solicita el Presidente, o bien cuando lo requieren por lo menos cinco de los miembros de dicho directorio. En virtud de los *Estatutos*, se deben aprobar con el voto afirmativo de por lo menos seis directores las resoluciones que autoricen ciertas inversiones. Los contratos de servicio de nuestros directores no estipulan beneficios al término del empleo.

Comité de Directores

El comité de directores está constituido por tres miembros (Sres. Rivera, Tuset y Bauzá), cuya mayoría debe ser independiente de Enersis y tiene las siguientes responsabilidades:

- 1) Examinar los informes de los auditores externos, el balance y otros estados financieros presentados por los gerentes de la empresa a los accionistas, como asimismo informar de sus constataciones a estos últimos;
- 2) Examinar los documentos relacionados con transacciones de interés de los directores y transacciones entre empresas filiales, como también ejecutar informes respecto de dichas transacciones. Se entregan copias de los informes al Presidente;
- 3) Examinar el sistema de remuneraciones y el plan de compensaciones correspondientes a los gerentes y principales ejecutivos; y
- 4) Otras materias indicadas en los estatutos o aquéllas encomendadas al comité por la Junta General de Accionistas o el Directorio.

La Junta Ordinaria de Accionistas celebrada en marzo de 2002 adoptó una política de compensaciones para los integrantes del comité y un presupuesto para los montos anuales de gastos, ascendentes a 1.819 UF. Cada integrante del comité percibirá una remuneración por asistencia a sesión de 36 UF, con un límite de 12 sesiones remuneradas al año.

D. Empleados

Al 31 de diciembre de 2002, el personal de Endesa-Chile y sus filiales consistía en lo siguiente:

Compañía	Funcionarios ejecutivo	Profesionales y técnicos	Otros empleados	Total
En Argentina				
Central Costanera S.A.	5	213	16	234
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	1	43	6	50
Total de personal en Argentina	6	256	22	284
En Brasil				
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	3	45	4	55
Total de personal en Brasil.....	3	45	4	52
En Chile				
Endesa-Chile	24	401	40	465
Pehuenche S.A.	0	3	0	3
Pangué S.A.	0	2	0	2
San Isidro S.A.	0	2	0	2
Celta S.A.	1	0	0	1
Ingendesa	3	147	18	168
Infraestructura Dos Mil S.A. ⁽¹⁾	4	9	6	19
Túnel El Melón S.A.	1	20	2	23
Sociedad Concesionaria Autopista del Sol S.A. ⁽¹⁾	0	65	23	88

Compañía	Funcionarios ejecutivo	Profesionales y técnicos	Otros empleados	Total
Sociedad Concesionaria Autopista Los Libertadores S.A. ⁽¹⁾	0	39	8	47
Total de personal en Chile.....	33	688	97	818
En Colombia				
Emgesa S.A.....	8	278	29	315
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.....	1	33	0	34
Total de personal en Colombia.....	9	311	29	349
En Perú				
Edegel S.A.	5	130	19	154
Total de personal en Perú.....	5	130	19	154
Total Personal de Endesa-Chile y sus Filiales.....	56	1.430	171	1.657

⁽¹⁾ Se vendieron el 23 de junio de 2003.

Todos los empleados chilenos que sean despedidos por razones diferentes a una conducta indebida tienen derecho por ley a una indemnización por despido. De acuerdo con la legislación chilena, los empleados permanentes tienen derecho a un pago base de un mes de sueldo por cada año de servicio (o bien una porción de seis meses de sueldo), sujeto a una limitación de un pago total no superior a un pago de 11 meses para los empleados contratados después del 14 de agosto de 1981. Las indemnizaciones por despidos pagadas a los empleados contratados con anterioridad a dicha fecha corresponden a un mes de sueldo por cada año completo de servicio, las cuales no se encuentran sujetas a ninguna limitación respecto del monto total que se deberá pagar. Además, en virtud de las negociaciones colectivas de Endesa-Chile, ésta tiene la obligación de efectuar pagos de indemnización por despido a todos los empleados que estén cubiertos, independientemente del motivo de su finiquito, con montos especificados, los cuales aumentan conforme a la antigüedad de servicio. La administración considera que la relación de Endesa-Chile con sus sindicatos gremiales es positiva. Celebramos un acuerdo de negociación colectiva con nuestro personal de ingeniería en julio de 2000. Dicho acuerdo tiene una duración de tres años y medio. Nuestros acuerdos de negociación colectiva con el personal electromecánico, técnico y administrativo llegan a término en junio de 2004 y diciembre de 2005.

Se efectuaron diversas modificaciones al Código chileno del Trabajo, las cuales entraron en vigencia a 1 de diciembre de 2001. Dentro de las principales reformas se encuentran las siguientes:

- *Mayores costos por indemnización.* Los costos por indemnización asociados al despido de empleados son ahora de un 30 a un 100% mayores en comparación a lo que fueron en conformidad con las anteriores disposiciones laborales, cuando un Tribunal Laboral emite un dictamen a favor de un antiguo empleado y constata que las razones para el despido de éste no son justificadas.
- *Obligación de conceder una plena indemnización.* La indemnización por despido debe efectuarse en el momento del término de la relación laboral. Se pueden negociar acuerdos para que dicha indemnización se pague en forma parcelada (con sus respectivos ajustes por concepto de inflación e intereses). El incumplimiento con el pago de la indemnización por despido permitirá que el juez aumente el monto debido hasta en un 150%.
- *Prácticas en contra de los sindicatos* La reforma ha introducido varias modificaciones relativas a las prácticas en contra de los sindicatos. Entre otras, en el caso de que un juez decreta que un despido determinado ha violado las prácticas sindicalistas, el empleado puede optar por ser reubicado en su antiguo trabajo, o bien exigir el pago de la remuneración que corresponda y, además, recibir una indemnización que será determinada por el juez (dentro de los márgenes establecidos por la ley). Otra modificación protege a los empleados que participen en la creación de un sindicato para que no sean despedidos durante diez días antes de la fecha en la cual el sindicato sea creado y hasta treinta días posteriores a dicha fecha.

E. Participación accionaria

Cada uno de los directores y ejecutivos de Endesa-Chile es propietario de menos de uno por ciento, si eso, de las acciones de la Compañía. Ninguno de los directores ni los ejecutivos de Endesa-Chile tiene opciones de compra de acciones, las cuales no son autorizadas en virtud de las actuales leyes y reglamentos chilenos relativos a los valores. No es posible confirmar si acaso alguno de nuestros ejecutivos o directores tienen algún beneficio contractual más bien que directo en las acciones de Endesa-Chile. Sin embargo, a nuestro mejor saber, toda posible participación accionaria por parte de todos los directores y ejecutivos de Endesa-Chile en su totalidad asciende a mucho menos del 10% de las acciones en circulación.

Ítem 7. Principales accionistas y transacciones con partes asociadas

A. Principales accionistas

Endesa-Chile sólo tiene un tipo de capital social. Al 31 de diciembre de 2002, según consta en los registros de accionistas de Endesa-Chile, 8.201.754.580 acciones se encontraban en poder de sus 29.712 accionistas registrados.

La tabla que aparece a continuación entrega información respecto de la propiedad en usufructo de las acciones de Endesa-Chile al 31 de diciembre de 2002.

	Al 31 de diciembre de 2002	
	Acciones en usufructo	Porcentaje del total de acciones en circulación
Enersis (1)	4.919.488.794	59,98 %
Citibank, N.A. (2).....	373.417.980	4,55 %
Directores y principales ejecutivos (6 personas) (3)	424.909	0,0 %

- (1) Endesa-España, al 31 de diciembre de 2002, de manera directa o indirecta, poseía el 65% del capital social de Enersis, la cual posee el 60% de Endesa-Chile.
- (2) Representa el número de acciones que se poseen en forma de ADS. Los ADS son demostrados por los American Depositary Receipts ("ADRs"). Los ADR se encuentran en circulación en virtud de un Acuerdo de Depósitos con fecha el 3 de Agosto de 1994 (el "Contrato de Depósitos") entre Endesa-Chile, Citibank N.A. como banco depositario y, ocasionalmente, los titulares de ADR emitidos conforme al mismo.
- (3) Excluye las acciones de propiedad de Enersis.

Enersis, un holding que participa en la distribución y, a través de Endesa-Chile, en la generación y transmisión de electricidad en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú, posee en usufructo al 31 de diciembre de 2001, en forma directa o indirecta, 60,0% del capital social en circulación de Endesa-Chile. Endesa-España mantiene, en forma directa o indirecta, un derecho de usufructo de 65,0% en Enersis. El 13 de abril de 1999, Enersis, que ya poseía el 25,3% de Endesa-Chile, inició una oferta de compra para adquirir hasta el 34,7% de las acciones en circulación de Endesa-Chile, sujeta a la aprobación por parte de los accionistas de una resolución para aumentar el porcentaje máximo de acciones que pueden estar en usufructo de cualquier accionista, pasando de un 26% a un 65%. El 8 de abril de 1999, los accionistas de Endesa-Chile aprobaron la resolución y el 11 de mayo de 1999, Enersis concluyó con éxito su oferta de compra correspondiente a un 30% adicional de las acciones en circulación de Endesa-Chile en la Bolsa de Comercio de Santiago. El 14 de Mayo de 1999, Enersis adquirió un 4,7% adicional de las acciones de Endesa-Chile en una oferta de compra concurrente de EE.UU., aumentando así su participación en la propiedad de Endesa-Chile a un 60%.

B. Transacciones con partes asociadas

El Artículo 89 de la Ley de Empresas Chilenas exige que las transacciones de la Empresa con partes asociadas se realicen sobre una base de mercado, o bien según condiciones similares a las que prevalecen habitualmente en el mercado. Los Directores y principales ejecutivos de empresas que violen el Artículo 89 son responsables de las pérdidas que resulten de dicha violación. Además, el Artículo 44 de la Ley de Empresas Chilenas estipula que toda transacción en la cual un miembro del Directorio tenga un interés personal, o en la cual actúe en representación de un tercero, puede ser aprobada siempre cuando el Directorio haya sido informado previamente del interés que dicho Director tiene y que lo haya aprobado y que las condiciones de tal transacción sean similares a las que prevalecen en

el mercado. La ley chilena no exige que un Director que tenga un interés se abstenga de votar respecto de dicha transacción. Las resoluciones que aprueben dichas transacciones deben ser informadas a los accionistas de la Compañía en la próxima junta de accionistas. La trasgresión del Artículo 44 puede dar como resultado sanciones administrativas o penales para la Compañía y los accionistas o terceras partes con interés que sufran pérdidas como resultado de dicha trasgresión tienen el derecho a recibir una indemnización en ciertas situaciones.

El principal cliente de distribución eléctrica de la Compañía es Chilectra S.A. (“Chilectra”), filial de Enersis. Las condiciones de los contratos de la Compañía con Chilectra están normadas en conformidad con la Ley Eléctrica de Chile. Para mayor información respecto de las transacciones de la Compañía con las filiales y otras partes asociadas, véase la Nota 6 a los estados financieros consolidados auditados. La Compañía cree haber cumplido con las exigencias del Artículo 89 y del Artículo 44 en todas las transacciones con partes asociadas.

C. Intereses de expertos y abogados

No se aplica.

Ítem 8. Información Financiera

A. Estados consolidados y otra información financiera

Véase el Ítem 18 para obtener nuestros estados financieros consolidados.

Chile

El gobierno de Chile impuso el racionamiento de la electricidad durante tres períodos en 1998 y 1999. Durante dichos períodos, la ley le exigía a Endesa-Chile y a otras generadoras hidroeléctricas que compraran energía de las generadoras termoeléctricas que tuvieran un superávit de energía. La Ley Eléctrica de Chile exige que se imponga un “costo de falla” a las empresas generadoras que no cumplan con sus obligaciones contractuales durante los períodos de racionamiento. El costo de falla lo calcula y fija la CNE y castiga a las generadoras que no puedan cumplir con sus compromisos contractuales. Las transacciones entre las generadoras de electricidad con superávit y las con déficit deben efectuarse al costo de falla en aquellos puntos de nudos y durante las horas en que la energía suministrada no sea suficiente como para satisfacer la demanda.

El primer decreto de racionamiento fue emitido para el período entre el 13 de noviembre de 1998 y el 31 de diciembre de 1998, aunque el racionamiento real se realizó sólo durante 14 días en dicho período. En virtud de la entonces vigente Ley de Eléctrica de Chile, una sequía tan grave como la que se produjo entre 1968 y 1968 constituyó una razón de fuerza mayor. Debido a que la sequía de 1998 era la peor de la cual se tuviera registros históricos, Endesa-Chile sostuvo que se debería aplicar la excepción por fuerza mayor y puso en litigio la aplicabilidad del costo de falla durante el primer período de racionamiento. La disputa se resolvió el 26 de marzo de 1999 por el Ministerio de Economía que sostuvo que las transacciones llevadas a cabo en el mercado spot entre las empresas generadoras en esos puntos de nudos y durante las horas en que la energía suministrada no era suficiente como para satisfacer la demanda debía calcularse sobre la base de costos de falla. Sin embargo, el Ministerio de Economía no estableció los procedimientos adecuados para calcular dichos costos, sino que más bien dejó que el CDEC del SIC zanjara el asunto. A la fecha del presente Formulario 20-F, no se han establecido dichos procedimientos.

El segundo período del decreto de racionamiento comenzó el 30 de abril 30 de 1999 y posteriormente le siguió un tercer decreto de racionamiento que comenzó el 12 de junio de 1999 y se prolongó hasta el 31 de agosto de 1999. En el entretanto, el 8 de junio de 1999, se modificó la Ley Eléctrica de Chile y, como resultado de esto, se consideró que las condiciones hidrológicas extremas ya no constituían fuerza mayor. Además, la modificada Ley de Eléctrica estipulaba la indemnización (no hay un nivel máximo de indemnización) de los clientes en el caso de producirse un racionamiento producto de cualquier acontecimiento hidrológico. También estipulaba el pago de multas por parte de las generadoras de electricidad hasta un monto máximo de aproximadamente US\$420 mil por contravención como resultado de un suministro inadecuado al sistema de electricidad. Respecto del tercer período del decreto de racionamiento Endesa-Chile pagó US\$2,3 millones en forma de indemnización a los clientes en 1999. El monto pagado se basó en los días y horas en los cuales realmente se produjo el racionamiento. Endesa-Chile impugnó los pagos con el argumento de que sus contratos de compra de energía con las compañías de distribución, quienes a la vez procuraron la electricidad a los clientes finales, se celebraron antes de la promulgación de la modificación a la

Ley Eléctrica y que la modificación no podía aplicarse de manera retroactiva a los contratos preexistentes. Los tribunales chilenos se encuentran actualmente revisando este caso.

Endesa-Chile y sus filiales y empresas coligadas son partes de los procesos que surgen en el curso normal de la actividad comercial que no sean sustanciales a los resultados consolidados de las operaciones de Endesa-Chile, ya sea en forma individual o en su conjunto. Endesa-Chile se encuentra actualmente evaluando la acción legal que se pueda emprender en respuesta a la nueva legislación propuesta relativa a la imposición de multas por no proveer energía al sistema en condiciones de sequía.

Contrato de seguros de Ralco

En enero de 2002, AGF/Allianz Chile Compañía De Seguros Generales S.A. (“AGF/Allianz”) interpuso una demanda en juicio arbitral en contra de Endesa, solicitando la rescisión de una póliza de seguros que ampara todo riesgo de construcción y montaje relacionado con la construcción de la instalación hidroeléctrica. La demanda de AGF/Allianz se funda en la existencia de riesgos ciertos, el agravamiento de los mismos y la falta de información por parte de Endesa-Chile acerca de la naturaleza y extensión de los riesgos contratados. Por su parte, Endesa-Chile presentó un reclamo arbitral en contra de AGF/Allianz en enero de 2003 en conexión a los daños a la instalación hidroeléctrica Ralco ocasionados por inundaciones en mayo del 2001. El reclamo le solicita a AGF/Allianz el pago de compensación a Endesa-Chile por una suma aproximada de US\$20 millones por los daños ocasionados por las inundaciones. Esta suma de US\$20 millones se funda en la opinión entregada por el liquidador de averías. Endesa-Chile no puede predecir el resultado de este proceso de arbitraje.

Proyecto Ralco

El 15 de mayo de 2003, el Sexto Juzgado Civil de Santiago dictó un fallo con relación a una demanda presentada en contra del Proyecto Ralco por un grupo de personas pertenecientes al grupo étnico Pehuenche. El fallo del tribunal de primera instancia concluye que el procedimiento voluntario realizado por Endesa-Chile para la evaluación del impacto ambiental del Proyecto Ralco es nulo ya que, en la opinión del tribunal, la CONAMA, la Corporación Nacional del Medio Ambiente, no tenía la competencia legal para evaluar el estudio de impacto ambiental presentada por la Compañía a la CONAMA. Ambas partes demandadas, la Compañía y la CONAMA, consideran no justificado el cuestionamiento de la legitimidad del proceso. La Resolución entregada por el Sexto Juzgado Civil de Santiago no implica la suspensión del Proyecto, el cual lleva realizado más del 80% de la totalidad del proyecto a la fecha de este informe anual.

El 30 de mayo de 2003, los querellantes presentaron una solicitud de suspensión del Proyecto Ralco, la cual fue rechazada por el tribunal. El juez no suspendió la totalidad de las obras relacionadas con el Proyecto Ralco, sino que dictó que no se debería proceder con la inundación de la represa. Endesa-Chile pretende apelar dicha decisión ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

Resolución 88

El 5 de julio de 2002, la Compañía presentó una solicitud para anular la Resolución 88 del Ministerio de Economía, que estableció una variación en el Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”) del Sistema Interconectado Central (SIC). La Resolución 88 establece que en el caso de que un distribuidor de energía del SIC en el SIC que haya agotado todo su abastecimiento de energía, todas las generadoras en el SIC deberían suplementar su abastecimiento, conforme con su participación asignada en el SIC, al precio regulado (precio de nudo). La base de la solicitud de la Compañía fue que Endesa-Chile consideraba ilegal e inconstitucional dicha resolución, puesto que es una violación del derecho de propiedad y de la comodidad de uso de la producción de una generadora. Es la opinión de Endesa-Chile que la Resolución 88 infringe sobre la libertad de contratar de la Compañía y va en contra de su política comercial.

Transelec

El 10 de marzo de 2003, en un juicio arbitral, HQI Transelec Chile S.A., el principal propietario del SIC, presentó una demanda en contra de Endesa-Chile en la que le solicita a Endesa-Chile el pago de Ch\$3,62 mil millones (aproximadamente US\$5,13 millones) con motivo de cargos de transmisión adicionales y el uso de su sistema de transmisión para el abastecimiento de energía a cuatro clientes ubicados en la zona norte del país.

Es la posición de Endesa-Chile que no se le requiere hacer este pago a HQI Transelec Chile S.A. para la cantidad antedicha, puesto que, conforme con los acuerdos de los cargos de transmisión básicos y adicionales celebrados con dicha compañía accediendo a la legislación vigente, dichos cargos de transmisión básicos y adicionales para secciones ubicadas en la zona de influencia de sus centrales en el Norte (Tal Tal, Diego de Almagro y Huasco), representaría una contravención de la ley si el flujo de energía fuera contracorriente. Este es el caso de dichos clientes con los cuales, además, Endesa-Chile ha celebrado contratos para el suministro ininterrumpido y, precisamente para dicho suministro, Endesa-Chile no utiliza las secciones del sistema de transmisión que están sujetas al pago bajo TRANSELEC. Se ha acabado el plazo de discusión del juicio y actualmente el Tribunal de Arbitraje se encuentra en la etapa de análisis.

Procedimientos para la anulación y otras acciones presentadas por Punta de Lobos S.A. contra Endesa, Celta y el Tesorería Nacional de Chile

En agosto de 2002, Endesa-Chile y su filial Celta recibieron aviso de una petición, en la cual el demandante, Punta de Lobos S.A., solicitó la anulación de las concesiones, transferencias o cualquier otra acción legal emprendida por Endesa-Chile en beneficio de Celta respecto de los activos que mantiene Endesa-Chile en su concesión marítima en Punta Patache. Punta de Lobos solicitó además la cesación de la concesión marítima otorgada a Endesa-Chile por el Estado chileno. Endesa-Chile y Celta respondieron a la petición, argumentado que ya que ni la concesión marítima ni la concesión de los activos que forma parte de Puerto Patache representan actos de enajenación y que Endesa-Chile está en cumplimiento con la ley que rige la concesión marítima, la cesación solicitada carece de validez legal.

En este pleito, el tribunal decretó una medida de precaución, incluyendo la prohibición de ciertos actos y la celebración de acuerdos relacionados con la concesión marítima o con los activos que forman parte de la concesión marítima.

Posteriormente en 2003, Punta de Lobos inició otro procedimiento ordinario en contra de Endesa-Chile, Celta y el Terminal Marítimo Minera Patache S.A., solicitando la anulación de la venta de Puerto Patache acordado entre las compañías demandadas en noviembre de 2001. La venta no se ha finiquitado mediante un acuerdo dada la existencia de una serie de acciones legales y administrativas iniciadas por Punta de Lobos S.A. en un intento de frustrar la enajenación de la concesión marítima y del Puerto Patache de Endesa-Chile y Celta al Terminal Marítimo Minera Patache S.A. En febrero de 2003, Punta de Lobos inició otro pleito con el fin de impedir nuevas acciones administrativas relacionadas con la venta de Puerto Patache. Terminal Marítimo Minera Patache S.A. y Punta de Lobos S.A. compiten en el negocio de la distribución de sal en los Estados Unidos mediante sus empresas coligadas.

Argentina

Impuesto del timbre para Transportadora de Gas del Norte S.A. y Endesa-Chile

El 27 de marzo de 2001, Endesa-Chile fue notificada de la Resolución de la Dirección Provincial de Rentas, Provincia de Neuquén en contra de Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"). Dicha Resolución decía relación con el cobro de Impuesto del Timbre de \$13.943.572 de pesos argentinos (incluidos el impuesto, intereses y multas calculados al 28 de febrero de 2001). El 5 de abril de 2001, TGN presentó recurso de reconsideración ante la Dirección Provincial de Rentas, Provincia de Neuquén, la que efectivamente suspendió la obligación de pago. El 11 de abril de 2001, Endesa-Chile presentó recurso de reconsideración para que se revisara la resolución y el proceso utilizado por la Provincia para determinar el impuesto y aplicar las sanciones. El 8 de noviembre de 2001 la Dirección Provincial de Rentas, Provincia de Neuquén, notificó a Endesa-Chile de la Resolución 591/DPR/2001 la cual establecía la suma de \$2.784.507,98 (esta suma no incluye intereses ni multas), por concepto de impuestos correspondientes a los dos contratos de transporte de gas ejecutados por TGN y Endesa-Chile. El 22 de noviembre de 2001 Endesa-Chile presentó su respuesta contra la Resolución 591/DPR/2001. El fallo de la Dirección Provincial de Rentas, Provincia de Neuquén se encuentra aún pendiente a la fecha del presente informe anual.

Brasil

Restitución de derechos de aduana

En 1998, CIEN recibió un incentivo fiscal (“restitución de derechos de aduana”) para la importación de bienes y equipos para la construcción de líneas de transmisión eléctrica entre Brasil y Argentina con la suspensión de los impuestos aplicados a las importaciones y los productos industrializados (impuestos federales). Dicho incentivo fiscal se aplicó a bienes y equipos importados hasta el 31 de marzo de 2003. Antes de dicha fecha, CIEN solicitó una prórroga con el fin de incluir la importación de bienes y equipos aún pendientes para su incorporación en el proyecto. La prórroga del plazo del incentivo fiscal fue rechazada y CIEN apeló la decisión vía administrativa, y mediante los tribunales, obtuvo una decisión preliminar y provisoria para garantizar la prórroga de la restitución de derechos de aduana con el fin de importar bienes y equipos que aún se requieren para terminar el proyecto. Posterior a la última correspondencia de DECEX en conexión a la no-prórroga de la Restitución de derechos de aduana, CIEN presentó otra vía administrativa y obtuvo, mediante el tribunal, la suspensión y aprobación de la liberación de los equipos libre de impuestos, hasta tener la decisión administrativa final. Sin embargo, es muy probable que el Ministerio de Desarrollo confirme la anulación del beneficio. En dicho caso, CIEN presentará una demanda legal con el fin de investigar el asunto en mayor detalle. Una decisión final en contra de los intereses de CIEN podría significar una contingencia de aproximadamente US\$80 millones para CIEN.

Incentivos fiscales ICMS

Bajo la legislación del Estado de Río de Janeiro en vigor al momento en que la concesión de los incentivos fiscales (restitución de derechos de aduana) de los impuestos federales (según lo descrito en el punto anterior) estaba vigente, CIEN habría tenido el derecho de obtener restituciones de derechos de aduana para las importaciones de bienes y equipos para la realización del proyecto de la línea de transmisión eléctrica entre Brasil y Argentina, con una suspensión del impuesto (IVA) sobre la circulación de mercancía y servicios – ICMS (impuesto estatal).

En abril de 1999, CIEN obtuvo de las autoridades tributarias del Estado de Río de Janeiro la restitución de derechos de aduana relacionada con el ICMS. Sin embargo, dicha restitución de derechos de aduana se anuló en 2003 mediante un decreto emitido por la Asamblea Legislativa del Estado de Río de Janeiro, debido a diferencias en la interpretación legal relativa al derecho de CIEN de hacer uso de dicho incentivo. Hasta la fecha, CIEN no ha recibido aviso de ninguna demanda por el ICMS que supuestamente debiera haber entregado. Una vez que las autoridades tributarias empiecen su procedimiento de recaudación del ICMS, CIEN apelará mediante vía administrativa primero seguido por la vía legal. Una posible decisión adversa representaría una contingencia de aproximadamente US\$50 millones para CIEN.

Demanda colectiva en contra de COPEL y CIEN

En el 2001, se levantó una demanda colectiva en contra de COPEL y CIEN por haber declarado nulos los contratos de suministro de energía y potencia con COPEL y CIEN en 1999.

Puesto que los motivos de dicha demanda son políticos y orientados a generar obstáculos para el proceso de privatización del COPEL, que ya se había iniciado al momento en que se presentó la demanda, existen buenas posibilidades de obtener una decisión favorable en beneficio de COPEL y CIEN.

Un fallo final en contra de los intereses de CIEN ocasionaría la nulidad de esos contratos, con la reintegración de las partes a los contratos anteriores.

Demanda tributaria administrativa para los impuestos federales

En mayo de 2003, CIEN recibió aviso de una demanda presentada en su contra por las autoridades tributarias federales por pagos supuestamente vencidos con relación al “Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ,” “Programa de Integração Social – PIS,” “COFINS” y “Contribuição Social sobre Lucro Líquido,” que son eventos relacionados con transacciones financieras y fluctuaciones cambiarias que tuvieron lugar en 1998 y 1999, es decir, cuando CIEN aún estaba en su fase preoperativa.

CIEN debe presentar su defensa en julio del 2003. Según los abogados de la defensa y los que entregaron una opinión legal respecto al tema en 1998 y 1999, la probabilidad de que se arroje una decisión favorable para CIEN es buena. Una decisión adversa para CIEN implicaría una contingencia de aproximadamente US\$7 millones.

Demanda legal presentada por CELG

En abril de 2003, CELG inició un proceso legal contra CDSA y la ANEEL, exigiendo la anulación del contrato de venta de energía suscrito con CDSA en 1998, afirmando que, entre otras cosas, el contrato es extremadamente oneroso y dañino para la estabilidad financiera de CELG, y que ha provocado supuestos daños de aproximadamente US\$250 millones desde 1997 hasta 2003.

CELG obtuvo un fallo preliminar y provisorio, suspendiendo los efectos del contrato y autorizándole la suspensión de los pagos, también de manera provisorio, de los montos a pagar a CDSA en virtud de los contratos que corresponden al precio de la venta de energía.

Tanto CDSA como la ANEEL presentaron sus defensas y argumentos legales contra la decisión de suspender el contrato. Todas las partes están esperando a que el juez decida confirmar o no la decisión preliminar de suspender los efectos del contrato. En caso de que el juez confirmare la decisión de suspender los efectos del contrato, CDSA y la ANEEL tendrían la oportunidad de apelar dicha decisión ante una autoridad competente.

Demanda para la anulación de la privatización de Cachoeira Dourada S.A. (“CDSA”)

Una demanda legal se presentó en 1997 en contra del Estado de Goiás y otras partes, solicitando principalmente la anulación de la privatización de CDSA. Recibimos aviso de dicha demanda tan sólo en el 2002. CDSA respondió a la demanda, argumentando que es inadecuada y que ha puesto en tela de juicio la legalidad y la legitimidad de todo el proceso de privatización de CDSA. CDSA también solicitó la remisión de la demanda al tribunal federal para que este último decida si la ANEEL debería ser parte de este proceso.

Cargo de capacidad

La Resolución 077 de la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (“CREG”), con fecha del 8 de Noviembre del 2000, modificó la Resolución 116/96 declarando que las condiciones hidrológicas del año 1992 (que fue el año más seco de toda la historia) ya no serán utilizadas como base del cálculo del cargo de capacidad. En lugar de lo anterior, se utilizarán las condiciones hidrológicas de los últimos 12 años más secos para los fines de este cálculo. Al tomar en consideración las series hidrológicas de esta manera, ellas tienen una muy baja contribución energética, lo que da como resultado una reducción de la generación hidráulica utilizada en el modelo para el cálculo de la Capacidad Remunerable Teórica (“CRT”) y beneficia la generación térmica.

El 4 de diciembre de 2000, Emgesa S.A. E.S.P. interpuso una demanda en la Corte Suprema de Antioquia, para impedir que la CREG llevara a cabo el cálculo del cargo de capacidad, el cual estaba programado para el 22 de diciembre de 2000. Posteriormente, Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. solicitaron la revocación de la Resolución 077 del 2000 de la CREG, sobre la base de transgresiones del procedimiento jurídico y del derecho de igualdad. La CREG rechazó ambas peticiones mediante las Resoluciones 107 y 109 con fecha del 8 de diciembre de 2000. Finalmente, el 10 de marzo de 2000, Emgesa y Betania iniciaron una acción en pos de la revocación de las Resoluciones 077 y 111 de 2000 de la CREG. A la fecha del presente informe anual, la Corte Suprema de Antioquia aún no resuelve el caso de dicha acción.

El 22 de diciembre de 2000, la CREG calculó el cargo de capacidad para Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. en conformidad con el nuevo modelo. Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. entablaron una demanda el 30 de abril de 2001 ante la Corte Suprema de Antioquia, procurando revertir el nuevo cálculo. Aún se encuentra pendiente el fallo del tribunal.

En marzo de 2002, la CREG calculó el cargo de capacidad para Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. en conformidad con el nuevo modelo. Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. entablaron una demanda el 13 de enero de 2003 ante la Corte Suprema de Antioquia, procurando revertir el nuevo cálculo. Aún se encuentra pendiente el fallo del tribunal.

Todos los meses de los años 2001 y 2002, la administradora del sistema de electricidad (“ASIC”) realizó una estimación que incluye el cargo de capacidad. Posteriormente, Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica Betania S.A. E.S.P. solicitaron que se revocara la estimación efectuada para esos años. En todos los casos, la ASIC rechazó la petición de revocación. Después de dicho suceso, ambas empresas entablaron pleitos ante la Corte Suprema de Antioquia (32 demandas hasta la fecha) para que se revoquen las resoluciones adoptadas por la ASIC. Dichas acciones no han sido decididas por la Corte Suprema de Antioquia.

Demanda Colectiva de Muña

El 16 de agosto de 2001 se entabló un pleito sobre la base de una demanda ambiental en contra de Emgesa S.A. E.S.P. Los querellantes son un grupo minoritario de aproximadamente 4.000 habitantes de Sibaté-Cundinamarca, que están presentando la demanda como demanda colectiva.

El pleito, entablado ante el Tribunal Administrativo, solicita daños y perjuicios por aproximadamente US\$1.500 millones por el supuesto bombeo de las aguas contaminadas desde el Río Bogotá al Embalse Muña para utilizarla en la generación de electricidad.

Los querellantes reclaman daños y perjuicios que se produjeron hace décadas. Emgesa S.A. E.S.P. no empezó a generar energía en el embalse sino hasta fines de 1997, fecha en la cual se constituyó. Por estas y otras razones, opinamos que el triunfo de los querellantes en esta acción no es probable.

Perú

Evaluación del impuesto sobre la renta por parte de la SUNAT

Producto de una auditoría tributaria, la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria del Perú (la “SUNAT”) hizo una evaluación inicial de un crédito del impuesto sobre la renta de US\$86 millones en conexión con la escisión de una sociedad en 1996 que produjo Edegel. Este crédito del impuesto sobre la renta corresponde principalmente a una depreciación tributaria excesiva de los activos fijos revaluados, entre otras cosas. La evaluación de la SUNAT se funda en gran medida en la Séptima Disposición Transitoria y la Disposición Final de la Ley N° 27.034, que a partir del período contable de 1999, derogó la opción de depreciar el revalúo de activos fijos. En enero de 2002, Edegel presentó una objeción a dicha evaluación y procedió a iniciar un juicio arbitral en contra del Estado peruano, conforme con su acuerdo de estabilidad, todo con el fin de resolver la disputa iniciada con la evaluación de la SUNAT.

Antes de recibir el fallo arbitral, que finalmente favoreció a Edegel al determinar que la Ley N° 27.034 no se aplicaba, la SUNAT emitió una decisión en contra de Edegel, derogando su revaluación de sus activos fijos. Edegel, por su parte, derogó dicha decisión de la SUNAT en una solicitud presentada al Tribunal Fiscal el 10 de abril de 2002. El Tribunal Fiscal, observando el juicio arbitral iniciado por Edegel, declaró nula la decisión de la SUNAT. El Tribunal Fiscal le exigió a la SUNAT que resolviera los temas en disputa, al considerar en su evaluación tributaria, el marco legal determinado por el arbitraje y los criterios de la Regla VIII en el Título preliminar del Texto Único Ordenado del Código Tributario, si procede. Actualmente la SUNAT está evaluando los argumentos económicos que llevaron a la escisión de Edegel. Sin perjuicio del hecho de que el crédito tributario inicial de la SUNAT alcanzó los US\$86 millones, Edegel no puede predecir cuanto será el monto en dólares que determinará la SUNAT en su decisión final, puesto que no se sabe cuál es la posición final de la SUNAT respecto de la depreciación tributaria excesiva para activos fijos revaluados. En cuanto a los otros créditos tributarios que no sean el impuesto excesivo asociado con la depreciación por parte de Edegel de los activos revaluados, Edegel estima que el monto involucrado en otros créditos tributarios asciende a aproximadamente US\$9 millones.

Política de dividendos

Tal como lo exige la Ley de Empresas Chilena, a menos que se decida lo contrario mediante voto unánime de sus acciones emitidas con derecho a voto que se hayan emitido y suscrito, Endesa-Chile debe distribuir un dividendo en efectivo por un monto equivalente o por lo menos de un 30% de la utilidad neta consolidadas de Endesa-Chile correspondiente a cada año (de acuerdo con el GAAP chileno), con la salvedad y excepto en la medida que Endesa-Chile haya traspasado pérdida a un ejercicio posterior. Sujeta a esta exigencia, se propone a los accionistas la política de dividendos de Endesa-Chile en la junta anual ordinaria de accionistas de Endesa-Chile, como asimismo la política que el Directorio pretende seguir con respecto al pago de dividendos correspondientes a ese

año. En dicha junta, los accionistas consideran y, si se encuentra en regla, aprueban el dividendo final propuesto por el Directorio respecto de los resultados del año anterior.

En cada año desde 1990, Endesa-Chile ha declarado como dividendos el 100% de su utilidad neta. Sin embargo, la Junta Ordinaria de Accionistas anual celebrada en abril de 2001, aprobó la recomendación del Directorio de cambiar la política de dividendos de Endesa-Chile para entregar dividendos que asciendan a un 30% de la utilidad neta correspondiente al año 2000. El Directorio recomendó este cambio ya que la mayor parte de la utilidad neta del año 2000 no representó las utilidades repetitivas y las utilidades no distribuidas reforzarían la posición financiera de la empresa, junto con proveer más fondos para proyectos futuros. La Junta Ordinaria de Accionistas anual celebrada en marzo de 2003 mantuvo invariable la política de dividendos del año anterior. Dentro de las consideraciones que son pertinentes para que el Directorio tomara la determinación de proponer un dividendo están los resultados operacionales actuales y proyectados, toda restricción que pueda aplicarse a los contratos crediticios de Endesa-Chile, como asimismo cualquier otro factor pertinente. Por lo general, la aprobación por parte de los accionistas de una propuesta de dividendo se hace sujeta a la capacidad que tiene el Directorio de modificar el monto y la fecha del dividendo en caso de que las circunstancias relativas a cualquiera de las consideraciones anteriores cambien luego de la aprobación de los accionistas. Además, debido a que algunas de las operaciones de Endesa-Chile se realizan a través de filiales, la capacidad de Endesa-Chile en cuanto a pagar dividendos depende, en parte, de su percepción de dividendos de dichas filiales. Actualmente, no existen restricciones respecto de la capacidad de Endesa-Chile o cualquiera de sus filiales para liquidar dividendos, excepto por restricciones legales habituales que limitan el monto de los dividendos a la utilidad neta y a las utilidades no distribuidas y con la excepción de lo siguiente: Endesa-Chile y su filial Pehuenche no pueden pagar dividendos que superen la utilidad neta ajusta por concepto de elementos que no sean de caja respecto de cualquier ejercicio contable (*utilidades líquidas y realizadas*) más cualquier monto no distribuido de períodos anteriores; Edegel S.A.A. no puede pagar dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos; a Costanera se le prohíbe pagar dividendos e interés inter compañía, realizar reducciones de capital y repagar su deuda mientras ciertos créditos se mantengan impagos; y Betania tiene restricciones para el pago de dividendos de estar en incumplimiento ciertos créditos, se le prohíbe repagar su deuda inter compañía a no ser que obtenga fondos adicionales de la venta de activos o de la reducción de capital de sus filiales (Emgesa) y se le prohíbe además pagar su interés inter compañía si cualesquiera de los pagos programados de su crédito sindicado está en vencimiento o impago.

La Compañía paga dividendos a los accionistas del registro a partir de cinco días hábiles antes de la fecha de pago. Los titulares de ADS según consta en las fechas de registro que correspondan tendrán derecho a participar en todos los dividendos futuros.

Dividendos

La tabla de a continuación presenta, para cada uno de los años calendarios indicados, los montos por acción de los dividendos pagados por la Compañía cuando percibido y el monto de los dividendos pagados por 30 Acciones (un ADS representa 30 Acciones) en dólares estadounidenses convertidos al Tipo de Cambio Observado en cada fecha de pago. Véase “Ítem 10. Información Adicional—D. Controles de Cambio”.

Año	Dividendos pagados (1)		
	Ch\$ por acción (2)	Ch\$ por acción (3)	US\$ por 30 acciones (ADS) (4)
1997	11,74800	14,10632	0,589
1998	2,06200	2,33158	0,097
1999	—	—	0
2000	0,96000	1,01253	0,042
2001	0,94000	0,96632	0,040
2002	0	0	0

- (1) Los montos indicados no reflejan reducción de ningún impuesto percibido por retención aplicable en Chile ni dividendos declarados pero liquidados en un año calendario diferente.
- (2) Los montos indicados se expresan en pesos chilenos históricos.
- (3) Actualizados en pesos chilenos constantes al 31 de Diciembre de 2002.
- (4) El dólar estadounidense por monto de ADS ha sido calculado aplicando el tipo de cambio de Ch\$718,61 = US\$1,00, el Tipo de Cambio Observado vigente al 31 de Diciembre de 2002, al monto en pesos chilenos constantes.

B. Cambios significativos

Ninguno.

Ítem 9. La oferta y cotización

A. Detalles de la oferta y cotización

Precio de mercado e información de volumen

Las Acciones se transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Corredores de Valparaíso. Endesa-Chile llevo a cabo una oferta de derechos preferenciales y una oferta en Estados Unidos de ADS en 1994 (las “Ofertas de 1994”). Desde la conclusión de las ofertas en 1994, los ADS (cada ADS representa 30 acciones) han sido transados en los Estados Unidos en la Bolsa de Valores de Nueva York, con el símbolo EOC. Los ADS son demostrados por los American Depositary Receipts, ADR. Los ADR se encuentran en circulación en virtud del Contrato de Depósitos con fecha 3 de agosto de 1994 entre Endesa-Chile, Citibank N.A. como banco depositario y ocasionalmente los titulares de ADR emitidos conforme a éste. Un ADR puede representar cualquier número de ADS. Reciben el tratamiento de propietarios de los ADR por parte del depositario, solamente las personas a cuyos nombres se encuentren inscritos estos últimos en los libros.

Las letras en circulación de Endesa-Chile no se cotizan en ninguna bolsa de comercio. Dichas letras se transan principalmente en el mercado extrabursátil de los Estados Unidos.

La tabla que aparece a continuación muestra, para los períodos indicados, los precios de cierre máximo y mínimo, tanto anuales como trimestrales, en pesos chilenos de las Acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago y los precios de cierre máximo y mínimo, tanto anuales como trimestrales de los ADS en dólares estadounidenses, según lo informado por la Bolsa de Valores de Nueva York.

Los últimos seis meses	Bolsa de Comercio de Santiago (1)(2)		NYSE(1)	
	Ch\$ por acción		US\$ por ADS	
	Alto	Bajo	Alto	Bajo
2003				
Junio (hasta el 17 de junio)	226,0	216,0	9,75	9,05
Mayo.....	220,0	202,0	9,56	8,67
Abril.....	210,0	171,0	9,11	7,02
Marzo.....	187,0	172,0	7,45	6,90
Febrero.....	191,0	178,0	7,83	7,05
Enero.....	192,0	178,0	8,10	7,31
2002				
Diciembre	185,0	171,0	8,00	7,20
2002				
1er trimestre.....	236,0	188,0	10,73	8,15
2do trimestre.....	219,0	172,0	10,18	7,60
3er trimestre.....	206,0	161,4	8,99	6,50
4to trimestre.....	189,0	152,5	8,00	6,05
2001				
1er trimestre.....	229,5	200,0	12,22	10,15
2do trimestre.....	250,0	215,0	12,14	10,80
3er trimestre.....	247,0	200,0	11,35	8,60
4to trimestre.....	254,0	190,99	11,10	7,96
2000				
1er trimestre.....	254,7	184,0	14,37	10,87
2do Trimestre.....	225,0	180,0	13,19	10,31
3er Trimestre.....	215,0	188,0	11,50	10,31
4to Trimestre.....	223,5	185,8	11,62	9,75
1999				
1er Trimestre.....	228,0	143,0	14,06	11,63
2do Trimestre.....	264,0	170,0	14,00	10,94
3er Trimestre.....	251,5	193,0	12,88	11,69
4to Trimestre.....	250,0	214,0	14,19	12,75
1998				
1er Trimestre.....	284,0	230,5	19,00	15,00
2do Trimestre.....	284,0	214,0	19,00	14,50
3er Trimestre.....	231,5	142,0	15,50	7,95
4to Trimestre.....	179,0	124,0	12,00	7,95

(1) Fuentes: Bolsa de Comercio de Santiago, Boletín Oficial de Cotizaciones, NYSE.

(2) Los Pesos por Acción reflejaron el precio nominal en la fecha de transacción.

A contar del 31 de mayo de 2003, los ADR demostrando 12.912.250 se encontraban en circulación (equivalentes a 387.367.500 acciones, o bien 4,72% del número total de acciones emitidas). No es factible para la Compañía determinar la proporción de ADR en usufructo por parte de los ciudadanos estadounidenses.

Operaciones bursátiles

La Bolsa de Comercio de Santiago fue fundada en 1893 como empresa privada. Su patrimonio está constituido por 48 acciones en propiedad de 47 accionistas a la fecha del presente informe. A contar del 31 de diciembre de 2002, 245 empresas tenían acciones cotizadas en la Bolsa de Comercio de Santiago. La Bolsa de Comercio de Santiago es la principal en Chile y, para el ejercicio terminado en el 2001, representó el 72,3% de todos los capitales transados en Chile. Aproximadamente un 25,9% de las transacciones de capitales se realizó en la Bolsa Electrónica, mercado de transacciones electrónicas que fuera creado por los bancos y por las agencias de corretajes que no eran miembros. El restante 1,8% de los capitales se transan en la Bolsa de Corredores de Valparaíso.

En la Bolsa de Comercio de Santiago se transan capitales, fondos con capital fijo, valores con renta fija, valores a corto plazo y del mercado monetario, oro y dólares estadounidense. En 1991, la Bolsa de Comercio de Santiago dio inicio a un mercado de futuros con dos instrumentos, futuros en dólares estadounidenses y los futuros IPSA (Índice de Precio Selectivo de Acciones). Los valores se transan principalmente mediante un sistema de subasta a viva voz, uno de ofertas en firme, o bien a través de la subasta diaria. Las transacciones mediante el sistema a viva voz se realizan todos los días hábiles en dos sesiones: desde las 11:00 horas a las 11:30 horas y desde las 16:00 horas a las 16:30 horas, hora de Santiago, que difiere de la de la Ciudad de Nueva York según la estación del año. La Bolsa de Valores de Santiago cuenta con un sistema de transacciones electrónico denominado Telepregón, el cual funciona continuamente para grandes volúmenes a partir de las 9:30 horas hasta las 11:00 horas hasta las 17:30 horas todos los días hábiles. En los días en que están programadas subastas, hay tres horarios disponibles para dichas operaciones: a las 11:30, la 13:00 y a las 15:30 horas.

En la Bolsa de Comercio de Santiago existen dos índices de precios de acciones: el Índice General de Precio de Acciones, o IGPA, y el IPSA. El IGPA se calcula utilizando los precios de más de 180 emisiones y se divide en cinco principales sectores: la banca y finanzas; agricultura y productos forestales; minería; industria y otros. El IPSA se calcula utilizando los precios de las 40 acciones que más se transan. Las acciones incluidas en el IPSA se ponderan de acuerdo con el valor de las acciones transadas. A contar del 31 de diciembre de 2002, Endesa-Chile fue incluida en el IPSA.

Las acciones de Endesa Chile fueron inscritas por primera vez y comenzaron a transarse en la *Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid*, o Latibex, a contar del 17 de diciembre de 2001. Una unidad negociable equivale a 30 acciones ordinarias (la misma unidad de conversión de 30:1 que se usa para un ADS) y el símbolo del indicador electrónico de cotizaciones es "XEOC." Las transacciones de nuestras acciones en la Latibex durante el 2002 ascendieron a 2.919.742 unidades, que a la vez equivale a €25,504.5 mil. La bolsa cerró a €7.9 en el último día de transacciones en la Latibex en el 2002.

B. Plan de distribución

No se aplica.

C. Mercados

Véase "Información sobre precio y volumen de mercado".

D. Accionistas que venden

No se aplica.

E. Reducción

No se aplica.

F. Gasto de la emisión

No se aplica.

Ítem 10. Información Adicional

A. Capital social

No se aplica.

B. Memorándum y Escritura Social

Descripción del capital social

A continuación se indica cierta información relativa a nuestro capital social y un breve resumen de ciertas disposiciones de importancia de nuestros estatutos y de la ley chilena.

Generalidades

Los derechos de los accionistas de las empresas chilenas están regidos por los estatutos de la empresa, los cuales cumplen efectivamente con el propósito de los artículos o del certificado de constitución y de los estatutos de una empresa constituida en los Estados Unidos, como asimismo por la Ley de Empresas Chilena. Además, el DL-3500, que permite que los fondos de pensión inviertan en acciones de empresas calificadas, indirectamente afecta la gobernabilidad corporativa y prescribe ciertos derechos de los accionistas. De acuerdo con la Ley de Empresas Chilena, las acciones legales en contra de nosotros emprendidas por accionistas que hagan valer sus derechos como tales deben realizarse en Chile en juicios arbitrales, o bien, a opción del demandante ante los tribunales ordinarios de Chile.

Los mercados de valores de Chile son regulados principalmente por la Superintendencia de Valores y Seguros, o SVS, bajo la Ley de Mercado de Valores N° 18045 y la Ley de Empresas Chilena. Estas dos leyes estipulan exigencias de divulgación de información, restricciones a la especulación en la Bolsa aprovechando información interna y la manipulación de los precios, como asimismo la protección de los inversionistas minoritarios. La Ley del Mercado de Valores establece requisitos para las emisiones ofrecidas al público, para las bolsas de comercio y para los corredores, junto con delinear los requisitos de divulgación de información para las empresas que emiten valores de oferta pública. La Ley de Empresas Chilena aclara el reglamento que constituye las compañías abiertas, eliminando al mismo tiempo la supervisión de gobierno de las compañías cerradas. El 20 de diciembre de 2000, se promulgó la Ley 19.705, la cual introduce importantes modificaciones a la Ley de Empresas Chilena y a la Ley del Mercado de Valores. Entre otras cosas, entrega una nueva definición para las sociedades anónimas cuyas acciones se transan en la bolsa y nuevas reglas relativas al cambio de control, las ofertas de compra, las transacciones con los directores, las mayorías calificadas, la recompra de acciones, el comité de directores, las opciones de compra de acciones y las acciones de derivados. Las compañías abiertas son aquellas que tienen 500 o más accionistas, o las compañías en las que 100 o más accionistas poseen por lo menos un 10% del capital suscrito, excluyendo a quienes sean individualmente propietarios de una cantidad que supere dicho porcentaje y a todas las otras empresas que estén inscritas ante la SVS, independientemente del número de sus accionistas. Endesa-Chile es una compañía abierta.

Requisitos de publicación de informes relativos a la adquisición o venta de acciones

De acuerdo al Artículo 12 de la Ley del Mercado de Valores y de la Circular 585 de la SVS, se debe dar a conocer a la SVS, a las bolsas de comercio chilenas y a la Comisión Clasificadora de Riesgos cierta información relativa a las transacciones en acciones de las compañías abiertas. Ya que se estima que los ADR representan las participaciones en acciones ordinarias implícitas de los ADR, las transacciones en ADR estarán sujetas a estos requisitos de informe, como también a los establecidos en la Circular 1375 de la SVS. Se exige que los accionistas de las compañías abiertas informen a la SVS, a las bolsas de comercio chilenas y a la Comisión Clasificadora de Riesgos:

- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones para comprar o vender acciones que como resultado hiciera que el titular adquiriera o se deshaga, de forma directa o indirecta, de un 10% o más del capital suscrito de una compañía abierta; y
- toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones para comprar o vender acciones, cualquiera sea su monto, si ésta es realizada por un titular de un 10% o más del capital suscrito de una compañía abierta.

Toda adquisición o compra directa o indirecta de acciones u opciones para comprar o vender acciones, cualquiera que sea su monto, realizada por un miembro del Directorio, receptor, ejecutivo principal, gerente general o gerente de una compañía que se parte de cualquiera de las transacciones anteriormente señaladas, debe ser dada a conocer a la SVS, las bolsas de comercio chilenas y a la Comisión Clasificadora de Riesgos.

Además, los accionistas mayoritarios deben informar a la SVS, las bolsas de comercio chilenas y la Comisión de Riesgos si las adquisiciones anteriormente señaladas se efectúan con la intención de obtener el control de la empresa o sólo a modo de inversión pasiva.

En virtud del nuevo Artículo 54 y de la Norma de Carácter General N° 104 promulgada por la SVS el 5 de enero de 2001, toda persona que intente directa o indirectamente tomar el control de una empresa cuyas acciones se

transan públicamente deben dar a conocer dicha intención al mercado, por lo menos con 10 días hábiles de anticipación del cambio de control y, en todo caso, tan pronto como hayan comenzado las negociaciones para el cambio del control. En caso de que el cambio de control se realice mediante una oferta de compra, regirán las nuevas disposiciones relativas a estas ofertas.

La Ley 19.705 introduce un nuevo capítulo a la Ley del Mercado de Valores, estableciendo un reglamento exhaustivo sobre las ofertas de compra. La ley define una oferta de compra como el ofrecimiento de comprar acciones de empresas que ofrecen públicamente sus acciones o valores convertibles en acciones y cuya oferta se hace a los accionistas para que adquieran acciones en condiciones que permiten al proponente lograr cierto porcentaje de propiedad de la empresa dentro de un período determinado. Las nuevas disposiciones rigen tanto para las ofertas de compra voluntarias como obligatorias. La Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa-Chile celebrado el 2 de abril de 2001 aprobó la propuesta del Directorio de hacer uso del Artículo 10 transitorio de la Ley 19.705. En consecuencia, actualmente el accionista con participación mayoritaria puede vender sus acciones al margen de las nuevas reglas del proceso para oferta de compra hasta el 1 de enero de 2004.

Registro

Endesa-Chile está registrada ante la SVS y su número de inscripción es el 0114.

Propósito y objetivo de la Compañía

El Ítem 4 de nuestros estatutos indica que el propósito y objetivo de nuestra empresa es, entre otras cosas, realizar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, como asimismo prestar servicios de consultoría en ingeniería, en forma directa o a través de otras empresas, en Chile y el extranjero.

Directorio

Nuestro Directorio está constituido por nueve miembros. Los directores son designados por la Junta General de Accionistas y elegidos por un período de tres años, al término del cual serán reelegidos o reemplazados.

Los nueve directores elegidos por la Junta de Accionistas son cada uno de los nueve candidatos que reciben más votos. Cada accionista puede votar todas sus acciones a favor de un candidato, o bien puede repartir sus acciones entre cualquier cantidad de candidatos.

La Junta General de Accionistas establece la remuneración de los directores anualmente.

El Directorio debe estar al tanto y aprobar los acuerdos celebrados por Endesa-Chile, en los cuales uno o más directores tengan un interés o actúen como representantes de otra persona y dichos acuerdos deben ser coherentes con las condiciones habitualmente imperantes en el mercado. Las resoluciones adoptadas por el Directorio para este efecto deben ser presentadas a la próxima Junta de Accionistas por el Presidente y deben aparecer en el listado del aviso de la junta como una de las materias que se abordará en esa junta.

Todos los acuerdos entre Endesa-Chile y sus accionistas mayoritarios, sus directores o ejecutivos, o bien partes asociadas, deben ser aprobados por una mayoría de dos tercios del Directorio y deben quedar registrados en las actas de las juntas de directorio.

Ciertas facultades del Directorio

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas a:

- la facultad del Director, en ausencia de un quórum independiente, de votar sobre su propia remuneración o de cualquiera de los directores;
- la concesión de facultades que deben ejercer los directores y cómo puede variar dicha concesión de facultades;
- el retiro o permanencia de los directores al tener un requisito límite de edad; o
- el número de acciones, si las hay, requerido para calificar a un miembro del Directorio como tal.

Ciertas disposiciones relativas a los derechos de los accionistas

A la fecha del presente informe anual, el capital de Endesa-Chile está constituido solamente por una clase de acciones, todas las cuales son acciones ordinarias y tienen los mismos derechos.

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones relativas a:

- las cláusulas de rescate;
- los fondos de amortización; o
- la responsabilidad frente a adicionales llamadas de capital por parte de la compañía.

En conformidad con la ley chilena, los derechos de los titulares de acciones sólo pueden ser modificados mediante una modificación de los estatutos de la empresa que cumpla con los requisitos explicados en la sección “Junta de Accionistas y Derechos a Voto”.

Capitalización

En conformidad con la ley chilena, los accionistas de una empresa, que participen en una junta extraordinaria de accionistas, tienen la facultad de autorizar un aumento de su capital. Cuando un inversionista suscribe acciones, las acciones se emiten y registran oficialmente a su nombre y el suscriptor recibe el tratamiento de accionista para todos los fines, con la excepción de la percepción de dividendos y del retorno de capital en el caso que las acciones hayan sido suscritas pero no pagadas. El suscriptor pasa a tener los requisitos necesarios para percibir dividendos una vez que ha pagado las acciones, o bien, si sólo ha pagado una parte de éstas, dicho suscriptor tiene el derecho de recibir una correspondiente fracción prorrateada de los dividendos declarados respecto de tales acciones, a menos que los estatutos de la empresa estipulen lo contrario. Si un suscriptor no pagare la totalidad de las acciones que ha suscrito en la fecha convenida para el pago o antes de ésta, la empresa tiene el derecho de subastar las acciones en la bolsa de comercio donde se transan y tiene una causa de proceso en contra del suscriptor por la diferencia, si existiera alguna, entre el precio de suscripción y el precio obtenido en la subasta. Sin embargo, hasta que dichas acciones sean vendidas en subasta, el suscriptor sigue ejerciendo todos los derechos de un accionista, a excepción del derecho de percibir dividendos y al retorno de capital. Las acciones autorizadas y emitidas cuyo pago completo no se haya efectuado dentro del período establecido por la junta extraordinaria de accionistas durante la cual se autorizó su suscripción y que en ningún caso puede superar los tres años a partir de la fecha de esa junta, quedan canceladas y no se encuentran en lo sucesivo disponibles para emisión.

EL 24 de junio 24 de 1999, nuestros accionistas aprobaron un incremento del capital de 1.733.245.420 acciones. A la fecha del presente informe anual, el capital suscrito y pagado en su totalidad es Ch\$ 1.039.795.887 por medio de 8.201.754.580 acciones.

Derechos preferenciales e incrementos de capital social

La Ley de Empresas Chilena exige a las empresas chilenas que otorguen el derecho preferencial a los accionistas de comprar un número suficiente de acciones para mantener su porcentaje existente de propiedad de dicha empresa, cada vez que ésta emita nuevas acciones.

Conforme a la legislación chilena, los accionistas pueden ejercer o transferir libremente los derechos preferenciales durante el período de 30 días luego de otorgados dichos derechos. Durante este período de 30 días y durante un período adicional de 30, las empresas chilenas no están autorizadas a ofrecer ninguna de las acciones sin suscribir a terceros en condiciones que sean más favorables que las dadas a sus accionistas, pero éstas pueden ser vendidas libremente en cualquier momento a terceros con condiciones menos ventajosas para el comprador que las ofrecidas a los accionistas. Al término de este período adicional de 30 días, una sociedad anónima abierta chilena está autorizada a vender acciones no suscritas a terceros con cualquier condición, siempre que éstas sean vendidas en una de las bolsas de comercio chilenas.

Junta de Accionistas y derechos a voto

Una modificación de los Artículos 1bis, 5bis, 16bis, 27bis, 32bis, 34bis, 35bis, 36bis, y 28bis de los estatutos exige el voto afirmativo del 75% de las acciones con derecho a voto.

Se realiza una junta ordinaria anual de nuestros accionistas dentro de los cuatro primeros meses tras el término de nuestro ejercicio contable. La última junta ordinaria anual se realizó el 31 de marzo de 2003. El Directorio puede convocar a juntas extraordinarias cuando se estime conveniente o a petición de los accionistas que representen por lo menos el 10% de las acciones emitidas con derecho a voto, o bien a solicitud de la SVS. Para convocar a una junta extraordinaria, o a una junta ordinaria anual, se debe dar aviso a través de tres publicaciones de la manera indicada en un periódico de nuestro domicilio corporativo. El periódico designado por nuestros accionistas es El Mercurio de Santiago. El primer aviso debe publicarse con una anticipación no menor a los 15 días ni mayor a los 20 días de la junta programada. También se debe enviar un aviso por correo a cada accionista, como asimismo a la SVS y las bolsas de comercio chilenas. La última junta extraordinaria de accionistas también se realizó el 31 de marzo de 2003.

Conforme a la legislación chilena, se establece quórum para una junta de accionistas mediante la comparecencia en persona o mediante poder de los accionistas que representen por lo menos una mayoría de las acciones emitidas con derecho a voto de una empresa. Si no hay quórum en una primera asamblea, se puede volver a convocar a junta, en la cual los accionistas presentes se considerarán como constituyentes de quórum, independientemente del porcentaje de las acciones representadas. La segunda junta debe celebrarse dentro de 45 días después de la fecha programada para la primera. Las juntas de accionistas adoptan resoluciones mediante el voto afirmativo de una mayoría absoluta de las acciones presentes, o representadas, en la junta. Además, si una junta de accionistas es convocada para el propósito de considerar:

- una transformación de la empresa, una fusión o una división de la empresa;
- una modificación al plazo de duración o a una disolución anticipada;
- un cambio de domicilio de la sociedad;
- una disminución del capital social;
- una aprobación de aportes de capital en especie y una evaluación de activos que no consisten en dinero;
- una modificación de la autoridad reservada a los accionistas o limitaciones en el Directorio;
- una reducción en el número de directores;
- una enajenación de 50% o más de los activos de la sociedad, ya sea que incluya la enajenación de pasivos o no, como asimismo el plan comercial que contemple la enajenación de activos por dicho monto;
- la forma de distribución de los beneficios corporativos;
- la emisión de garantías para los pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, pero si el tercero corresponde a una filial de la empresa, basta con la aprobación del Directorio; o
- la adquisición de las acciones de la propia sociedad;
- el Saneamiento de la Nulidad N° 14 Art. 67 de la Ley 18.046.

Independientemente del quórum presente, el voto requerido para la acción es dos tercios de la mayoría de las acciones emitidas con derecho a voto.

Las modificaciones a los estatutos para la creación de una nueva clase de acciones, o una modificación o eliminación de las clases ya existentes deben ser aprobadas por dos tercios de las acciones en circulación de la serie afectada.

La ley chilena no le exige a una sociedad abierta chilena que entregue a sus accionistas el mismo nivel y tipo de información que requieren las leyes de valores de los Estados Unidos respecto de la sollicitación de representantes. Sin embargo, los accionistas tienen derecho a examinar los libros de la empresa dentro del período de 15 días antes de la junta programada. Conforme a la ley chilena, se debe enviar por correo una notificación de una junta de accionistas con un listado de las materias que se abordarán en ésta, no antes de 15 días de antelación a la fecha de dicha junta y, en casos de una junta ordinaria anual, se debe enviar a los accionistas un informe anual de las actividades de la empresa que incluya los estados financieros sometidos a auditoría. Se establecen las limitaciones sobre la distribución de memorias anuales para la SVS en la Circular N° 1108.

La Ley de Empresas Chilena estipula que, a petición de accionistas que representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, la memoria anual de una empresa chilena debe incluir, además de los materiales proporcionados por el Directorio a los accionistas, los comentarios y propuestas de dichos accionistas en relación con los asuntos de la empresa. De modo similar, la Ley de Empresas Chilena estipula que cuando el Directorio de una sociedad abierta convoca a una junta ordinaria de accionistas y solicita representantes para la junta, o hace circular información que fundamente sus decisiones u otro material similar, está obligado a incluir los comentarios y propuestas pertinentes que puedan haber formulado los accionistas en poder del 10% o más de las acciones con derecho a voto de la empresa que requieran que se incluyan dichos comentarios y propuestas.

Sólo los accionistas registrados como tales ante Endesa-Chile tienen derecho, por lo menos cinco días hábiles antes de la fecha de una junta, a asistir y votar sus acciones. Un accionista puede designar a otro individuo, quien no requiere ser accionista como su representante, para asistir y votar en su representación. Los poderes para dichas representaciones deberán ser dados a conocer por escrito para la totalidad de las acciones en poder del titular. Cada accionista con derecho a asistir y votar en una junta de accionistas tendrá un voto por cada acción suscrita.

Cada acción ordinaria da derecho al titular registrado a un voto, compareciendo personalmente o a través de un representante en cualquier junta de accionistas de la empresa. Ni la ley chilena ni los estatutos de la empresa imponen restricciones sobre el derecho de los no residentes o de los extranjeros de poseer acciones ordinarias o hacer ejercer su voto. Sin embargo, el titular registrado de las acciones ordinarias representadas por los ADS y demostrado por los ADR en circulación es el custodio del Banco Depositario, actualmente el Citibank N.A. (Chile), o cualquier sucesor de él. En consecuencia, los titulares de ADR no tienen directamente derecho a ser notificados de las juntas de accionistas ni a ejercer el voto de las acciones ordinarias principales o representadas por los ADS y demostradas por los ADR. El Contrato de Depósitos incluye disposiciones según las cuales el Depositario ha convenido en solicitar instrucciones de titulares registrados de ADR respecto del ejercicio de los derechos a voto relativos a las acciones ordinarias representadas por los ADS demostradas por los titulares de dichos ADR. Sujeto a cumplimiento de los requisitos del Contrato de Depósitos y la recepción de dichas instrucciones, el Depositario ha convenido en hacer todos los esfuerzos, dentro de lo posible y de lo que permita la ley chilena y las disposiciones de los estatutos, a ejercer o hacer ejercer el voto (o conceder una representación discrecional al Presidente del Directorio de la empresa o a una persona designada por el Presidente del Directorio de la empresa para que vote) de las acciones ordinarias representadas por los ADS demostradas por dicho titular de ADR, de acuerdo con toda instrucción similar. El Depositario por sí mismo no deberá ejercer ninguna discreción de votación respecto de cualquier acción ordinaria subyacente de los ADS. Si el Depositario no recibe instrucciones del titular de los ADR respecto de las acciones ordinarias representadas por los ADS y demostrada por los ADR de dicho titular en la fecha establecida por el Depositario para este propósito o antes de ésta, las acciones ordinarias representadas por los ADS, sujetas a limitaciones señaladas en el Contrato de Depósitos, pueden ejercer su voto de la manera que instruya el Presidente del Directorio de la empresa.

Dividendos y derechos de liquidación

De acuerdo con la ley chilena, se nos exige pagar dividendos en efectivo equivalentes a por lo menos un 30% de la utilidad neta anual sometida a auditoría, calculados según el GAAP chileno. Si no existe utilidad neta en un año determinado, podemos distribuir dividendos de las utilidades no distribuidas, aunque no estamos legalmente obligados a hacerlo.

Se puede pagar todo dividendo superior al 30% de la utilidad neta, según cómo elija el accionista, en efectivo, en acciones de Endesa-Chile o en acciones de sociedades anónimas abiertas en poder de Endesa-Chile. Los accionistas que no elijan expresamente recibir un dividendo diferente al en efectivo, en lo legal supuestamente han optado por percibirlo en esta modalidad.

Los dividendos que se declaran pero que no se pagan dentro del período enunciado en la Ley de Empresas Chilena (en el caso de dividendos mínimos, 30 días después de la declaración; en el caso de los dividendos adicionales, la fecha establecida para el pago en el momento de la declaración) se ajustan para que reflejen el cambio del valor de la UF, un índice chileno ajustado según la inflación, desde la fecha determinada para el pago hasta la fecha en que dichos dividendos son efectivamente pagados. Dichos dividendos también devengan interés según la tasa vigente para los depósitos denominados en UF durante ese período. El derecho a percibir un dividendo caduca si no es reclamado dentro de cinco años desde la fecha que dicho dividendo es pagadero.

En el caso de una liquidación de Endesa-Chile, los titulares de acciones tendrían una participación en los activos proporcionalmente al número de acciones pagadas que tengan en su poder, después del pago a todos los acreedores.

Aprobación de los estados financieros

Se exige al Directorio que presente anualmente a los accionistas los estados financieros de Endesa-Chile para su aprobación. Si los accionistas mediante un voto de la mayoría de acciones presentes (en persona o mediante un representante) en la junta de accionistas rechazan los estados financieros, el Directorio debe presentar nuevos estados financieros no más allá de 60 días a contar de la fecha de dicha reunión. Si los accionistas rechazan los nuevos estados financieros, se considera que se retira de sus funciones a todo el Directorio y se elige uno nuevo en la misma junta. Quedan descalificados para su reelección en el siguiente período los directores que en forma individual aprueben dichos estados financieros. Nuestros accionistas nunca han rechazado los estados financieros presentados por el Directorio.

Cambio de control

Nuestros estatutos no incluyen disposiciones que pospongan, difieran o impidan un cambio del control de Endesa-Chile. Bajo el nuevo Artículo 54 y la Norma de Carácter General No. 104 promulgada por la SVS el 5 de enero de 2001, toda persona que directa o indirectamente intente tomar el control de una empresa y que haga una oferta pública de sus acciones debe dar a conocer su intención al mercado por lo menos con 10 días hábiles de antelación al cambio de control y, en todo caso, tan pronto como hayan comenzado las negociaciones para el cambio de control. Si el cambio de control se produjera mediante una oferta de compra, regirán las nuevas disposiciones relativas a dichas ofertas.

Adquisición de acciones

No existen disposiciones en nuestros estatutos que discriminen a ningún titular actual o futuro de acciones por el hecho de que dicho accionista posea un número sustancial de acciones. Sin embargo, nadie puede de forma directa ni indirecta poseer más de un 65% de las acciones en circulación de nuestro capital. La restricción anterior no rige para el depositario como propietario de registro de acciones representadas por los ADR, pero sí rige para cada titular beneficiario de los ADS. Además, nuestros estatutos prohíben que todo accionista ejerza su capacidad de voto respecto de más de un 65% de acciones ordinarias en su poder o en representación de otros y que constituyan más de un 65% de las acciones en circulación con derecho a voto.

Derecho de los accionistas disidentes a ofrecer sus acciones

La Ley de Empresas Chilena estipula que al adoptarse cualquiera de las resoluciones que se enumeran posteriormente, en una junta extraordinaria de accionistas, los accionistas disidentes adquieren el derecho a retirarse de la empresa y exigir a ésta que recompre sus acciones, sujeto al cumplimiento de ciertos términos y condiciones. Con el fin de ejercer dichos derechos, los titulares de ADR deben primero retirar las acciones representadas por sus ADR, de conformidad a las condiciones del contrato de depósitos.

Se define como accionistas "disidentes" a aquellos que votan contra una resolución que origina el derecho a retirarse, o quien al estar ausente en dicha junta, señala por escrito su oposición a la resolución en cuestión. El precio pagado a un accionista disidente de una empresa abierta cuyas acciones se cotizan y transan activamente en una de las Bolsas de valores chilenas, corresponde al más alto entre (i) el promedio ponderado de los precios de venta de las acciones según lo dado a conocer por las Bolsas de valores chilenas en las cuales se cotizan las acciones durante el período de dos meses anteriores a la junta de accionistas que originó el derecho de retiro, y (ii) el precio de mercado que resulte del precio promedio de las transacciones de ese día. En caso de que, debido al volumen, la frecuencia, el número y la diversidad de compradores y vendedores, la SVS determine que las acciones no se transan activamente

en la bolsa de valores, el precio pagado al accionista disidente debe ser el valor contable. Valor contable para este fin debería equivaler al capital pagado más las reservas y utilidades, menos las pérdidas, dividido por el número total de acciones suscritas, ya sea total o parcialmente pagadas. Para fines de la realización de este cálculo se emplea el último balance, con los ajustes que reflejen la inflación a la fecha de la junta de accionistas que originó el derecho a retiro.

Entre las resoluciones que originan el derecho de retiro de un accionista están, entre otras, las siguientes:

- la transformación de la empresa;
- la fusión de la empresa con otra;
- la enajenación de 50% o más de los activos de la sociedad, ya sea que incluya la enajenación de pasivos o no, como asimismo el plan comercial que contemple la enajenación de activos por dicho monto;
- la emisión de garantías para los pasivos de terceros que excedan el 50% de los activos, pero si el tercero corresponde a una filial de la empresa, basta con la aprobación del Directorio; o
- la creación de derechos preferenciales para una clase de acciones o una modificación a las ya existentes. En este caso, el derecho a retiro sólo corresponde a los accionistas disidentes de la(s) clase(s) de acciones que sean adversamente afectadas; y
- otras causas, según lo establezcan los estatutos de la empresa.

Inversiones por parte de las AFP

El Título XII del DL-3500 permite que las AFP inviertan sus activos de fondos en empresas que estén sujetas a dicho Título y que sean objeto de mayores restricciones, en otras empresas. La decisión sobre las acciones que pueden ser adquiridas por las AFP es adoptada por la Comisión Clasificadora de Riesgos, o CCR. La CCR establece lineamientos para las inversiones y está facultada para aprobar o desaprobar a las empresas que reúnan los requisitos para las inversiones de las AFP. Endesa-Chile ha sido una empresa del Título XII desde 1987 y está aprobada por la CCR.

A las empresas del Título XII se les exige contar con estatutos que restrinjan la propiedad de cualquier accionista a un porcentaje máximo específico, que exijan que se adopten ciertas medidas sólo en una junta de accionistas y den a los accionistas el derecho de aprobar ciertas políticas de inversiones y financiamiento.

(1) Las AFP pueden invertir los fondos de pensiones que administran en sociedades anónimas abiertas, cuya calificación haya sido aprobada por la CCR y cumpla con otros requisitos del DL-3500, hasta un monto inferior al 7% de las acciones en circulación o hasta un 5% de los activos del fondo. El límite máximo del 5% para cualquier AFP puede reducirse según una fórmula que considera la liquidez comercial de sus acciones y la concentración de la propiedad de la empresa. El factor de la concentración de la propiedad variará si la compañía se encuentra sujeta al Título XII. Las empresas están sujetas al Título XII cuando su escritura de constitución

- incluye ciertas restricciones de propiedad y de voto;
- exige cierto quórum especial para que la junta de accionistas decida sobre ciertas acciones de la sociedad, o
- exige que ciertas decisiones sean adoptadas sólo por una junta de accionistas.

(2) Las AFP pueden invertir los fondos de pensiones que administran en sociedades anónimas abiertas, cuya calificación no haya sido aprobada por la CCR, pero que cumpla con ciertos requisitos generales indicados por la SVS, hasta un monto inferior al 7% de las acciones en circulación de la sociedad anónima abierta o hasta un 0,15% de los activos de un fondo.

(3) Las AFP pueden tener inversiones acumuladas en acciones de sociedades anónimas abiertas hasta un máximo de 30% o 40% de los activos de un fondo, incluyendo hasta un máximo de 1% en acciones de sociedades anónimas abiertas que no requieran la aprobación de la CCR.

(4) Los reglamentos relativos a la venta de inversiones cuando se exceden los límites se han vuelto más favorables para las AFP. En consecuencia, al excederse de sus límites en un título en particular, cada AFP actualmente se encuentra sujeta solamente a la restricción de no poder hacer nuevas inversiones en dicho instrumento, y ahora tendrá que sobrepasar en un 20% su límite de inversión en cualquier título en particular, antes de verse obligada a vender el excedente de dicho 20% y tendrá un plazo de tres años para vender tal excedente.

Registros y transferencias

Las acciones son registradas por Endesa-Chile a través de un Agente Administrativo que se denomina el Depósito Central de Valores S.A., Depósito de Valores. Esta entidad es también responsable del registro de los accionistas de Endesa-Chile. En el caso de acciones de propiedad en común, se debe designar a un apoderado para que represente a los titulares conjuntos en las negociaciones con Endesa-Chile.

Contrato de inversiones extranjeras y Capítulo XXVI

En relación con nuestra oferta inicial de ADS en 1994, celebramos un Contrato de Inversiones Extranjeras (el “Contrato de Inversiones Extranjeras”) con el Banco Central y el depositario, en conformidad con el Artículo 47 de la Ley del Banco Central y del Capítulo XXVI del Compendio del Reglamento Cambiario del Banco Central (“Capítulo XXVI”), que regía la emisión de ADS por parte de una empresa chilena. Se encuentra en vigencia un nuevo Compendio del Reglamento Cambiario desde el 19 de abril de 2001 que eliminó el Capítulo XXVI. Este Compendio fue corregido y se encuentra en vigencia desde el 1 de marzo de 2002. Las divisas para pagos y distribuciones respecto de los ADS pueden adquirirse ya sea en el Mercado Cambiario Formal o en el Informal, pero la remesa de dichos pagos debe necesariamente efectuarse a través del primero. Ya no existe un acceso garantizado

al Mercado Cambiario Formal. En todo caso, los inversionistas extranjeros que hayan adquirido sus acciones al amparo de un Contrato de Inversiones Extranjeras tienen acceso al Mercado Cambiario Formal para el propósito de convertir los pesos chilenos en US\$ y repatriar desde Chile montos percibidos respecto de acciones ordinarias depositadas o acciones ordinarias giradas de depósito al liquidar ADR (incluidos los montos percibidos como dividendos en efectivo y ganancias de la venta en Chile de las acciones implícitas de las acciones ordinarias y todo derecho respecto de lo anterior). Si los inversionistas extranjeros no depositan las acciones ordinarias en nuestros mecanismos ADS, no gozarán de los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras que tenemos con el Banco Central, sino que por el contrario estarán sujetos al reglamento normal de inversiones extranjeras. A continuación se encuentra un resumen de ciertas disposiciones que se incluyeron en el Capítulo XXVI y el Contrato de Inversiones Extranjeras. Este resumen no pretende ser cabal y se califica en su totalidad mediante las referencias hechas al Capítulo XXVI y al Contrato de Inversiones Extranjeras.

En virtud del Capítulo XXVI y del Contrato de Inversiones Extranjeras, el Banco Central acordó conceder al Depositario, en representación de los titulares de ADR, y a todo inversionista que no resida ni tenga domicilio en Chile que retire acciones comunes en el momento de la entrega de ADR (siendo dichas acciones denominadas como "Acciones Retiradas" en el presente documento) acceso al Mercado Cambiario Formal para convertir pesos chilenos en US\$ (y para remesar dichos dólares fuera de Chile), incluidos los montos percibidos a modo de:

- dividendos en efectivo;
- ganancias de la venta en Chile de Acciones Retiradas, previa recepción por parte del Banco Central de un certificado del titular de dichas Acciones Retiradas (o de una institución autorizada por el Banco Central) de que la residencia y domicilio de dicho titular están fuera de Chile y un certificado de una bolsa de comercio chilena (o de una empresa de corretaje o de valores constituida en Chile) de que dichas Acciones Retiradas fueron vendidas en la bolsa de comercio chilena;
- ganancias de la venta en Chile de derechos para suscribir más acciones ordinarias;
- ganancias de la liquidación, fusión o consolidación de nuestra empresa; y
- otras distribuciones, incluidas las que se originen en cualquier recapitalización, como resultado de la propiedad de acciones ordinarias representadas por ADS o Acciones Retiradas, pero sin restringirse a éstas.

Los cesionarios de Acciones Retiradas no gozarán de ninguno de los derechos anteriores estipulados en el Capítulo XXVI. Los inversionistas que reciban Acciones Retiradas a cambio de ADR tienen el derecho de volver a depositar dichas acciones en intercambio por los ADR, siempre que se cumplan ciertas condiciones relativas al redépósito.

El Capítulo XXVI estipula que el acceso al Mercado Cambiario Formal respecto de los pagos se ve condicionado por nuestra certificación al Banco Central de que se ha efectuado un pago de dividendos y de que se ha retenido todo impuesto que corresponda. El Capítulo XXVI también estipula que el acceso al Mercado Cambiario Formal en relación con la venta de Acciones Retiradas o distribuciones se ve condicionado a la recepción por parte del Banco Central de certificación del Depositario (o el Custodio en su representación) de que dichas Acciones han sido retiradas en intercambio por ADR y a la recepción de una renuncia al beneficio del Contrato de Inversiones Extranjeras respecto de lo anterior hasta que se vuelvan a depositar las Acciones Retiradas.

El Contrato de Inversiones Extranjeras estipula que una persona que trae divisas extranjeras a Chile para comprar acciones ordinarias gozando del Contrato de Inversiones Extranjeras debe convertirlas en pesos chilenos en la misma fecha y cuenta con cinco días hábiles bancarios para invertir en acciones ordinarias, para recibir los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras. Si esta persona decide dentro de dicho período que no adquirirá acciones ordinarias, dicha persona puede acceder al Mercado Cambiario Formal para volver a comprar US\$, siempre que la solicitud correspondiente sea presentada al Banco Central dentro de siete días hábiles bancarios desde la conversión inicial a pesos. Las acciones adquiridas de la manera que se describe anteriormente pueden depositarse para ADR y gozar de los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras, previa recepción por parte del Banco Central de un certificado del Depositario (o el Custodio en su representación) de que dicho depósito ha sido efectuado y que los ADR relacionados han sido emitidos y previa recepción de una declaración de la persona que realiza dicho depósito, renunciando a los beneficios del Contrato de Inversiones Extranjeras respecto de las acciones ordinarias depositadas.

El acceso al Mercado Cambiario Formal no es automático en ninguna de las circunstancias descritas anteriormente. En conformidad con el Capítulo XXVI, dicho acceso requiere la aprobación del Banco Central sobre la base de una petición al respecto presentada a través de una institución bancaria constituida en Chile. El Contrato de Inversiones Extranjeras estipulará que si Banco Central no ha tomado acción en dicha petición dentro de siete días hábiles bancarios, se considerará dicha petición como aprobada.

En noviembre de 1995, el Banco Central modificó el Capítulo XXVI para regular las ofertas secundarias de ADS por parte de empresas que anteriormente celebraran un Contrato de Inversiones Extranjeras. De acuerdo a los nuevos reglamentos, celebramos un Contrato de Inversiones Extranjeras modificado en relación con sus ofertas de ADS, concluidas en febrero de 1996, para cumplir con las reglas en vigencia a la fecha de la aprobación del Banco Central de la nueva emisión de ADS.

El 16 de noviembre de 1999, el Banco Central emitió una nueva normativa que modificó el Capítulo XXVI. Entre las modificaciones, el Capítulo XVI ahora exige que las divisas que ingresen a Chile en virtud del Capítulo XXVI deben ser convertidas en pesos chilenos en el Mercado Cambiario Formal y que las acciones demostrando ADR sólo pueden pagarse en pesos chilenos. Además, las divisas necesarias para hacer remesas de las ganancias de la venta de las acciones implícitas pueden adquirirse ahora en forma alternativa en el Mercado Cambiario Formal o Informal, aunque la remesa de dichos montos debe necesariamente efectuarse a través del Mercado Cambiario Formal (es decir, por medio de un banco). El 12 de mayo de 2000, se eliminó la norma que exigía que el capital invertido permaneciera en el país por lo menos durante un año antes de ser repatriado.

En conformidad con la ley chilena vigente, el Contrato de Inversiones Extranjeras no puede ser alterado unilateralmente por el Banco Central. Sin embargo, no se puede asegurar que en el futuro no se vaya a imponer restricciones chilenas adicionales aplicables a los titulares de ADR, la enajenación de acciones implícitas de Acciones Ordinarias o la repatriación de las ganancias provenientes de dicha enajenación, ni tampoco puede haber una estimación de la duración o impacto de dichas restricciones si se llegan a imponer.

El Compendio y las emisiones de bonos internacionales

Los emisores chilenos pueden ofrecer bonos a escala internacional mediante el Capítulo XIV modificado del Título I del Compendio del Reglamento Cambiario (el “Compendio”), emitido por el Banco Central.

Con anterioridad al 17 de septiembre de 1998, los préstamos internacionales (incluidas las ofertas de bonos internacionales) otorgados a los individuos o empresas en Chile estaban sujetos a un depósito obligatorio (“encaje”) de un monto equivalente al 10% (reducido del nivel anterior que era del 30%) de las ganancias del préstamo (u oferta de bono) en una cuenta en dólares estadounidenses por un año y sin intereses con el Banco Central (o para el pago de un cargo al Banco Central al siguiente día hábil después de la fecha de conversión de la divisa a pesos chilenos en un monto equivalente al interés sobre dicho depósito a la tasa del LIBOR a doce meses correspondiente a depósitos en dólares estadounidenses, más un margen de mercado que actualmente se aproxima a un 4%). El 17 de septiembre de 1998, el requisito del depósito de encaje se redujo a 0% y el 19 de abril 19 de 2001 se eliminó. A pesar de esta eliminación, el Banco Central puede reinstaurar en cualquier momento el encaje.

C. Contratos sustanciales

Ninguno.

D. Controles cambiarios

Entre otras cosas, el Banco Central es responsable de las políticas monetarias y de los controles cambiarios en Chile.

El Banco Central chileno aprobó un nuevo Compendio del Reglamento Cambiario que reemplazó al existente. Las nuevas reglas están en vigencia desde el 19 de abril de 2001.

Con estas nuevas reglas, el Banco Central concluye un paulatino proceso de liberalización del mercado cambiario.

Las reglas del nuevo Compendio del Reglamento Cambiario implican que todas las decisiones de inversión y financiamiento provenientes del extranjero ya no estarán sujetas a las restricciones establecidas en el Artículo 49 de la Ley del Banco Central. En particular, estas nuevas reglas implican la derogación de las siguientes restricciones:

- el previo requisito de autorización por el Banco Central para el ingreso de capital asociado a préstamos, inversiones, aportes de capital, bonos y ADR del extranjero;
- la previa autorización del Banco Central para las remesas de capital asociadas a los retornos de capital, dividendos y otros beneficios relacionados con aportes de capital, inversiones y prepago de préstamos extranjeros;
- la previa autorización del Banco Central para el retorno de capital, utilidades y otros beneficios asociados a inversiones efectuadas por residentes chilenos en el extranjero;
- las limitaciones al prepago especial y cláusulas de aceleración incluidas en préstamos extranjeros;
- las restricciones de clasificación de riesgo mínimo y la duración ponderada de la emisión de bonos;
- las limitaciones respecto de las divisas en las que se puede emitir o contraer deuda externa;
- las restricciones a la emisión de ADR;
- el requisito de reservas para fondos provenientes del extranjero (que ya era de 0%); y
- desde el 1 de marzo de 2002, un nuevo Compendio del Reglamento Cambiario sustituyó el anterior y está en plena vigencia. Dicho nuevo Compendio expande la información recolectada por el Banco Central además de la calidad de dicha información.

E. Tributación

Consideraciones tributarias chilenas

El siguiente análisis resume algunas consecuencias de los impuestos sobre la renta y los impuestos percibidos por retención chilenos para los propietarios en usufructo que se originan de la recepción, el ejercicio y/o la venta de derechos de ADS, como asimismo de la adquisición, propiedad y enajenación de las acciones y ADS. El resumen que aparece a continuación no pretende ser una descripción exhaustiva de todas las consideraciones tributarias que puedan ser pertinentes para una decisión en cuanto a la adquisición, propiedad o enajenación de acciones o de ADS y no pretende tratar las consecuencias que correspondan a todas las categorías de inversionistas, algunas de las cuales pueden estar sujetas a reglas especiales. Se recomienda a los titulares de acciones y de ADS que consulten con sus propios asesores en materias tributarias respecto de las consecuencias tributarias y otras en Chile en cuanto a la propiedad de acciones, de ADS demostrados por ADR.

El resumen que aparece a continuación se basa en la ley chilena, como se encuentra en vigencia a la fecha, y está sujeto a cualquier cambio de éstas o de otras leyes que se produzcan después de dicha fecha, posiblemente con un efecto retroactivo. En conformidad con la ley chilena, las disposiciones incluidas en los estatutos tales como las tasas impositivas aplicables a inversionistas extranjeros, el cálculo de la renta imponible para fines chilenos y la manera en que se imponen y cobran los impuestos chilenos pueden ser modificadas sólo por otra ley. Además, las autoridades tributarias chilenas promulgan dictámenes y reglamentos de aplicación general o específica e interpretan las disposiciones de la ley tributaria chilena. No se puede hacer una tasación retroactiva de los impuestos en contra de contribuyentes que actúen de buena fe confiando en dichos dictámenes, reglamentos e interpretaciones, pero las autoridades tributarias chilenas pueden modificar sus dictámenes, reglamentos e interpretaciones en el futuro. El análisis a continuación también se basa parcialmente en representaciones del depositario, y supone que toda obligación en el acuerdo sobre depósitos y los acuerdos relacionados se realizará de acuerdo con estos términos. No existe un tratado sobre el impuesto sobre la renta vigente entre Chile y los Estados Unidos.

De la forma en que se usa en este informe anual, el término “titular extranjero” significa:

- en el caso de un individuo, una persona que no es residente en Chile; para fines de la tributación chilena, un titular es residente en Chile si él o ella ha residido en el país durante más de seis meses en un año calendario, o bien un total de más de seis meses en dos ejercicios fiscales consecutivos; o
- en el caso de una entidad legal que no está organizada de acuerdo con las leyes de Chile, a menos que las acciones, ADS o Letras sean asignados a una sucursal, un agente, representante o establecimiento permanente de dicha entidad en Chile.

Tributación de acciones y ADS

Tributación de dividendos en efectivo y distribuciones de propiedad

Los dividendos pagados con respecto a las acciones o los ADS en manos de titulares extranjeros estarán sujetos a un impuesto percibido por retención de 35% de Chile, el cual es retenido y pagado por la compañía. Un crédito contra el impuesto percibido por retención chileno está disponible basado en el nivel del impuesto sobre la renta corporativo efectivamente pagado por la compañía sobre las utilidades a ser distribuidas; sin embargo, este crédito no disminuye el impuesto percibido por retención sobre la base uno a uno ya que también incrementa la base sobre la cual se impone el impuesto percibido por retención chileno. Adicionalmente, si la compañía distribuye menos que toda su utilidad distribuible, el crédito para el impuesto sobre la renta corporativo chileno pagado por la compañía se reduce en forma proporcional. El 28 de septiembre de 2001, se modificaron la tasa del impuesto sobre la renta que se aplica a las personas residentes de Chile y la tasa del impuesto corporativo chileno. Hasta el 31 de diciembre de 2001, la tasa del impuesto corporativo se registró en 15%. A partir del 1 enero de 2002, dicha tasa subió al 16% y al 16,5% a partir del 1 de enero de 2003 y finalmente aumentará al 17% en el 2004. Al mismo tiempo, se redujeron las tasas del impuesto sobre la renta para las personas residentes de Chile y continuarán reduciéndose paulatinamente en el futuro. El ejemplo a continuación demuestra la carga impositiva del actual impuesto percibido por retención de Chile de los dividendos en efectivo de un titular extranjero, suponiendo una tasa del impuesto percibido por retención de 35%, una tasa vigente de 16,5% del impuesto corporativo en Chile y una distribución del 50% de la utilidad neta de la compañía que se puede distribuir después de pagar el impuesto corporativo de Chile:

Renta imponible de la compañía	100,0
Impuesto corporativo chileno (16.5% de Ch\$100)	(16,5)
Utilidad neta distribuible	83,5
Dividendo distribuible (50% de la utilidad neta distribuible)	41,75
Impuesto percibido por retención (35% de la suma de Ch\$41.75 dividendo más Ch\$8.25).....	(17,5)
Crédito para el 50% del impuesto corporativo chileno	8,25
Impuesto neta percibido por retención	(9,25)
Dividendo neto recibido	32,5
Tasa vigente de la retención del dividendo	22,16%

En general, la tasa vigente del impuesto percibido por retención chileno para dividendos, después de aplicar el crédito para el impuesto corporativo chileno pagado por la compañía, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Dividendo efectivo:} \quad \frac{(\text{tasa del impuesto percibido por retención}) - (\text{tasa del impuesto corporativo chileno})}{1 - (\text{tasa del impuesto corporativo chileno})}$$

Bajo la ley chilena del impuesto sobre la renta, la distribución de dividendos en bienes está sujeta a las mismas reglas que se aplican a los dividendos de efectivo. Los dividendos en acciones no están sujetos a la tributación chilena. Por lo general, se da por hecho que los dividendos son pagados de las utilidades no distribuidas más antiguas de la empresa con el propósito de determinar el nivel de impuesto sobre la renta corporativo chileno que fue pagado por la empresa. Para información acerca de las utilidades no distribuidas de la empresa para efectos impositivos y del crédito tributario disponible sobre la distribución de esas utilidades no distribuidas, véase la Nota 8 a nuestros estados financieros consolidados.

Tributación sobre la venta o intercambio de acciones o ADS

Las ganancias obtenidas por titulares extranjeros de la venta o intercambio de ADS, o ADR evidenciando ADS fuera de Chile no estarán sujetas a tributación chilena.

Tributación sobre las acciones adquiridas el 19 de abril de 2001 o antes de dicha fecha

La ganancia reconocida de la venta o del intercambio de acciones (a diferencia de la venta o del intercambio de ADS representando esas acciones) estará sujeta al impuesto corporativo chileno del 16,5% (que aumentará al 17% en 2004) tanto como el impuesto percibido por retención de 35% (el primero pudiendo usarse como crédito para el segundo) si el titular extranjero cumple con uno de los dos requisitos:

- haber sido el titular de acciones por menos de un año desde haber intercambiado ADS por las acciones; o
- haber adquirido o vendido las acciones en el transcurso normal de su negocio o como un corredor habitual de acciones.

En todos los demás casos, las ganancias de la venta de acciones estarán sujetas a un impuesto corporativo chileno fijo de 16,5% (que aumentará al 17% en 2004) pero no estará sujeto al impuesto percibido por retención chileno de 35%.

Tributación sobre las acciones adquiridas después del 19 de abril de 2001

El 7 de noviembre de 2001, se modificó la ley del impuesto sobre la renta con el fin de crear una exención tributaria para las ganancias de capital producto de la venta de acciones de compañías públicas cotizadas en los mercados bursátiles. Si bien existen ciertas restricciones establecidas en la ley del impuesto sobre la renta modificada, en términos generales, la modificación establece las siguientes condiciones con las cuales hay que cumplir para acceder a la exención de ganancias de capital: (i) las acciones deben corresponder a una sociedad anónima cuyas acciones se transan en la bolsa con un cierto nivel mínimo de transacciones en una bolsa de valores; (ii) la venta debe realizarse en una bolsa de comercio chilena o en otra bolsa autorizada por el SVS o como parte de una licitación sujeta al Capítulo XXV de la Ley de Mercado de Valores de Chile, (iii) las acciones que se venden deben haberse adquirido en una bolsa de valores o mediante una licitación sujeta al Capítulo XXV de la Ley de Mercado de Valores de Chile o en una oferta pública inicial (producto de la creación de una compañía o de un aumento de capital) o debido al intercambio de bonos convertibles, y (iv) las acciones deben haberse adquiridos después del 19 de abril de 2001.

La base tributaria de las acciones recibidas en intercambio de ADS será al valor de adquisición de las acciones. El procedimiento de valoración establecido en el contrato de depósito, el cual valoriza las acciones al precio más alto al que ellos se transan en las Bolsa de Comercio de Santiago en la fecha del intercambio, determinará el valor de la adquisición para este efecto. En consecuencia, la conversión de ADS en acciones y la inmediata venta de las acciones al valor establecido bajo el contrato de depósito no generará una ganancia de capital sujeta a tributación en Chile.

Tributación de derechos y derechos de ADS

Para efectos tributarios chilenos, la recepción de derechos o derechos de ADS de parte de un titular extranjero de acciones o ADS de conformidad a los ofrecimientos de derechos no es un evento imponible. Adicionalmente, no hay ninguna consecuencia respecto al impuesto sobre la renta chileno para titulares extranjeros al ejercer o caducar los derechos o los derechos de ADS. Cualquier ganancia sobre la venta, intercambio o transferencia de los derechos por un titular extranjero está sujeta a un impuesto percibido por retención de 35%.

Otros impuestos chilenos

No existen impuestos a regalos, herencias o sucesiones aplicables a la propiedad, transferencia o venta de ADS para un titular extranjero, pero dichos impuestos en general se aplicarán a la transferencia de las acciones de un titular extranjero cuando éste fallezca o regale dichas acciones. En Chile no existen impuestos del timbre, emisión, registro o similares ni deberes pagaderos por parte de titulares de acciones o ADS.

Consideraciones tributarias de Estados Unidos

El análisis a continuación describe las consecuencias sustanciales federales de Estados Unidos asociadas a la adquisición, posesión y entrega de nuestros ADS o acciones a un propietario en usufructo que es, para efectos tributarios de EE.UU., (i) un ciudadano o residente de Estados Unidos, (ii) una sociedad constituida u organizada bajo las leyes de Estados Unidos o cualquier subdivisión política de ella, o (iii) una masa hereditaria o un fideicomiso de los ingresos sujetos a tributación federal de Estados Unidos independiente de su origen. El texto se basa en las leyes tributarias de Estados Unidos, incluyendo el *Internal Revenue Code* (“Código de Impuestos Internos”) de 1986, y sus modificaciones (el “Código”), los reglamentos finales, temporales y propuestos, los fallos y decisiones legales publicados, todos los cuales en sus versiones vigentes o propuestas, están sujetos a cambios en cualquier momento, posiblemente con un efecto retroactivo.

El análisis abarca solamente nuestros ADS y acciones en manos de ustedes como bienes de capital según se definen en la Sección 1221 del Código y no se refiere al tratamiento tributario que reciben las personas que pertenecen a una clase de titulares sujetos a tratamientos especiales bajo las leyes tributarias federales de Estados Unidos, tales y como:

- ciertas instituciones financieras;
- un agente de monedas o valores extranjeros;
- un corredor de valores que opta por un método contable de la marca al mercado para sus propiedades en valores;
- una compañía aseguradora;
- una entidad exenta a impuestos;
- una persona sujeta al impuesto mínimo alternativo;
- una persona titular de nuestros ADS o acciones como parte de un *straddle*, transacción de cobertura o conversión;
- sociedades u otras entidades clasificadas como sociedades para efectos del impuesto sobre la renta federal de Estados Unidos;
- una persona cuya principal residencia comercial o “residencia tributaria” se encuentra fuera de Estados Unidos, o una persona cuya moneda funcional no es el dólar US;
- una persona que adquirió nuestros ADS de conformidad con el ejercicio de una opción de compra de acciones para empleados o de otro modo como compensación; y
- una persona que posee directa o indirectamente o a través de la atribución, el 10% o más de nuestro capital social.

Adicionalmente, el efecto de cualquier ley tributaria local o estatal vigente de Estados Unidos y de cualquier otra jurisdicción tributaria extranjera no se menciona en este documento.

En general, si usted es titular de ADS, será tratado como el titular de las acciones implícitas representadas por aquellos ADS para los efectos del impuesto sobre la renta federal de EE.UU. Por consiguientes, ninguna ganancia ni pérdida se reconocerá si usted intercambia los ADS para las acciones implícitas representadas por aquellos ADS.

A no ser que se estipule lo contrario, este análisis da por hecho que no somos ni seremos una compañía con inversiones extranjeras pasivas (*passive foreign investment company*, “PFIC” por sus siglas en inglés) para los efectos del impuesto sobre la renta federal de EE.UU., según se describe en mayor detalle a continuación. Este análisis también da por hecho que cada obligación en el Contrato de Depósito y en cualquier otro contrato relacionado se ejecutará según sus términos y que las declaraciones hechas por el Depositario respecto a la entrega previa de nuestros ADS son verídicas. La Tesorería de EE.UU. ha manifestado su preocupación que las partes a las

cuales se entregan los ADS puedan estar actuando de manera inconsistente con las reglas gobernantes de la solicitud de créditos tributarios extranjeros. Por consiguiente, el análisis de la credibilidad de la tributación chilena que aparece a continuación podría verse afectada por las posibles acciones del Tesorería de EE.UU.

Tributación de dividendos

En la medida en que se hagan pagos provenientes de nuestras ganancias y utilidades acumuladas o corrientes (según se determina de acuerdo a los principios del impuesto sobre la renta federal de EE.UU.), las distribuciones hechas con respecto a nuestros ADS o acciones (incluyendo los montos retenidos por nosotros respecto a los impuestos chilenos) se tratarán como ingresos de dividendos de origen extranjero recibidos por usted y no se aplicará la rebaja para dividendos recibidos generalmente permitida para las sociedades de conformidad con el Código. En virtud de la legislación recientemente promulgada, los dividendos recibidos de los ADR por titulares no corporativos de Estados Unidos pueden estar sujetos al impuesto sobre la renta federal de EE.UU. a tasa menores que las que se aplican a otros tipos de renta regular, si se cumplen con ciertas condiciones. Las distribuciones en exceso de las ganancias y utilidades acumuladas o corrientes se tratarán en primer lugar como un retorno de capital exento de impuestos de acuerdo al límite de sus bases de los ADS o acciones y de ahí en adelante se tratarán como una ganancia de capital, que serán ganancias de capital de largo plazo si usted fuera titular de ADS o acciones durante más de un año. La cantidad de cualquier distribución de propiedad que no sea efectivo será el valor justo de mercado de la propiedad a la fecha de la distribución.

En la medida que dichas distribuciones estén sujetas a impuestos (según se describe arriba), se le exigirá a usted incluir esas distribuciones pagadas en pesos chilenos en una cantidad en dólares US calculada por medio de una referencia al tipo de cambio vigente en la fecha en que usted efectivamente o implícitamente recibió dichos dividendos, independiente de si los pesos se convierten efectivamente en US\$ en ese momento. Si usted posee acciones, los dividendos y las ganancias, si las hay, se consideran recibidas en la fecha en que usted recibe su distribución. Si usted posee ADS, dicha fecha sería la fecha en la que el Depositario recibe la distribución. Si los elementos recibidos en pesos no se convierten en US\$ en el día en que se reciben, es posible que se le exija a usted reconocer una ganancia o pérdida de moneda extranjera (la que se considerará un ingreso o pérdida ordinaria de origen US, cualquiera que sea el caso) al realizar una venta posterior u otra enajenación de los pesos.

Efecto de los impuestos percibidos por retención chilenos

El pago de dividendos de nuestros ADS o acciones a inversionistas extranjeros está sujeto al impuesto percibido por retención chileno. Para fines del impuesto sobre la renta federal de EE.UU., usted será tratado como si hubiera recibido la cantidad bruta de cualquier dividendo pagado, incluyendo el monto neto del impuesto percibido retenido por nosotros y luego como si hubiera pagado los impuestos percibidos por retención a las autoridades tributarias chilenas. En consecuencia, la cantidad del dividendo que usted puede incluir en la renta bruta para efectos del impuesto sobre la renta federal de EE.UU. en relación con un pago de dividendos será mayor que la cantidad de efectivo que usted realmente recibió.

Sin embargo, sujeto a limitaciones y restricciones aplicables, usted tendrá derecho de recibir un crédito aplicado a su obligación tributaria del impuesto sobre la renta federal de EE.UU., o una rebaja en el cálculo de su impuesto sobre la renta federal de EE.UU., para la cantidad neta de impuestos a la renta chilenos retenidos por nosotros. Usted debe cumplir con los requisitos del período mínimo de tenencia para calificar para un crédito impositivo extranjero para los impuestos extranjeros retenidos a los dividendos. No se concederá un crédito impositivo extranjero para impuestos extranjeros retenidos a los dividendos en circunstancias donde usted está obligado a hacer pagos en relación con posiciones en “propiedades sustancialmente similares o relacionadas”. El límite para los impuestos extranjeros que califican para un crédito se calcula de manera separada para específicas clases de ingresos. Para este propósito, dependiendo de sus circunstancias particulares, los dividendos que pagamos con relación a sus ADS o acciones generalmente constituirán “ingresos pasivos” o “ingresos de servicios financieros”. Le recomendamos consultar con su asesor tributario para determinar el límite al cual usted está habilitado en cuanto a los créditos impositivos extranjeros con respecto a dividendos pagados con relación a nuestros ADS o acciones.

Ventas u otras enajenaciones

Al vender o enajenar nuestros ADS o acciones, generalmente se reconoce una ganancia o pérdida de capital para fines del impuesto sobre la renta federal de EE.UU. que es igual a la diferencia entre la cantidad realizada en la enajenación y su base imponible ajustada en los ADS o acciones. Esta ganancia o pérdida será una ganancia o

pérdida de capital de largo plazo si usted era titular de los ADS o acciones durante más de un año a la fecha de la enajenación. Las pérdidas de capital están sujetas a limitaciones. Cualquier ganancia o pérdida generalmente será una pérdida o ganancia de origen estadounidense. Ciertas ganancias reconocidas al momento de la venta o intercambio de nuestras acciones o ADS (excepto para los ADS que se enajenan fuera de Chile) están sujetas a los impuestos a la renta chilenos. Debido a las limitaciones y restricciones generalmente aplicables, es posible que aquellos impuestos no se pueden aplicar como crédito a su obligación tributaria asociada con el impuesto sobre la renta federal de EE.UU. Le recomendamos consultar con su asesor tributario para determinar el límite al cual usted está habilitado en cuanto a las ganancias reconocidas al momento de vender o intercambiar nuestros ADS o acciones.

Reglas aplicables a las Compañías con Inversiones Extranjeras Pasivas (“PFIC” por sus siglas en inglés)

Nosotros creemos que no seremos considerados una PFIC para los efectos del impuesto sobre la renta federal de EE.UU. en el año fiscal 2002. Creemos que nunca hemos sido una PFIC y que es poco probable que la seremos en un futuro próximo. No obstante, dado que la calidad de ser una PFIC depende de la composición de los ingresos y activos de una compañía y el valor de mercado de sus activos (incluyendo, entre otros, las inversiones en acciones ordinarias que conforman menos que el 25% de la propiedad) de vez en cuando, y como no queda claro si ciertos tipos de nuestra renta constituyen rentas pasivas para los efectos de una PFIC, no se puede asegurar que no nos considerarán una PFIC en ningún año fiscal. Si nos trataran como una PFIC para cualquier año fiscal durante el cual usted es titular de un ADS o acción, ciertas consecuencias adversas podrían aplicarse a usted.

Si fuéramos tratados como una PFIC para cualquier año sujeto a impuestos durante su período de tenencia, la ganancia reconocida por usted sobre la venta u otra enajenación de nuestros ADS o acciones se asignaría según un sistema de tasas a dicho período de tenencia para dichos ADS y acciones. El monto asignado al año fiscal en que se realizó la venta u otra enajenación y a cualquier año antes de convertirnos en una PFIC se consideraría un ingreso ordinario para efectos de tributación. El monto asignado a los demás años sujetos a impuestos estaría sujeto a la tasa tributaria más alta vigente para individuos o empresas, según corresponda, y se aplicaría un pago por intereses sobre el monto asignado a dicho año fiscal. Además, cualquier distribución con relación a nuestros ADS o acciones en exceso al 125% del promedio de distribuciones anuales en relación con nuestros ADS o acciones recibidas por usted durante los tres años anteriores o durante su período de tenencia, el que sea más corto, estaría sujeta a tributación según se describe a continuación. Ciertas opciones pueden estar disponibles (incluyendo la opción de la marca al mercado) para personas de Estados Unidos que podrían aliviar las consecuencias adversas de ser una PFIC.

Retenciones de respaldo y otros requisitos asociados con la publicación de informes

El pago de dividendos y otras ganancias en relación con nuestros ADS o acciones por parte de un agente de pagos norteamericano u otro intermediario norteamericano se informará al IRS y a usted según los requerimientos estipulados en los reglamentos aplicables. Usted estará sujeto a una retención de respaldo de EE.UU. aplicada a estos pagos en caso de no presentar su número de identificación de contribuyente al agente de pagos y de no cumplir con ciertos procedimientos de certificación o, de lo contrario, verificar su estado de exención del pago de dicha retención de respaldo. El monto de cualquier retención de respaldo de un pago a usted se podrá aplicar como crédito a su obligación tributaria en relación a su impuesto en la renta federal de EE.UU. y le puede dar derecho de recibir un reembolso, siempre que la información requerida se entregue al *Internal Revenue Service* (“IRS” Servicio de Impuestos Internos de EE.UU.).

F. Agentes de dividendos y pagos

No se aplica.

G. Declaración de expertos

No se aplica.

H. Documentos disponibles al público

Estamos sujetos a los requisitos de información de la Ley de la Bolsa de Valores, salvo que como emisor extranjero, no estamos sujetos a las reglas de representación ni a las reglas de publicación de utilidades *short-swing* de la Ley de la Bolsa de Valores. De acuerdo a estos requisitos establecidos por la Ley, presentamos o facilitamos al

SEC informes y otra información. Los informes y otra información presentados o facilitados por nosotros al SEC se pueden inspeccionar o copiar en las instalaciones de referencias públicas administradas por la SEC en la siguiente dirección: Room 1024, 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 20549; y en las oficinas regionales de la SEC ubicadas en 233 Broadway, New York, New York 10279 y 475 West Jackson Boulevard, Suite 900, Chicago, Illinois 60604. Las copias de dicho material también se pueden inspeccionar en las oficinas de la Bolsa de Nueva York: New York Stock Exchange, 11 Wall Street, New York, New York 10005, en la cual se encuentran registrados nuestros ADS. Adicionalmente, la SEC mantiene un sitio Web con los archivos electrónicos de la información, los cuales se pueden acceder en el Internet en <http://www.sec.gov>.

I. Información de las filiales

No se aplica.

Ítem 11. Divulgación de información cuantitativa y cualitativa del riesgo de mercado

La Compañía está expuesta a riesgos ocasionados por los cambios en las tasas de interés y los tipos de cambio. La compañía matriz de Endesa-Chile, Enersis, monitorea y administra en forma constante dichos riesgos. El Directorio de la Compañía aprueba las políticas de administración de riesgo a todo nivel.

La Compañía no ejecuta instrumentos financieros para fines especulativos ni bursátiles. Por ende, el riesgo de mercado de la Compañía se limita a los riesgos no bursátiles.

Riesgo del precio de productos básicos

Estamos expuestos a las fluctuaciones del mercado con respecto al precio de la electricidad, el gas natural y el carbón. Manejamos nuestra exposición a los precios de los productos básicos con contratos a largo plazo con nuestros proveedores. No realizamos transacciones con instrumentos tipo derivados de productos básicos para manejar nuestra exposición a las fluctuaciones en el precio de los productos básicos.

Riesgo de la tasa de interés

Al 31 de diciembre de 2001 y 2002, el 38,88% y 26,96%, respectivamente, de las obligaciones pendientes de la Compañía estaban sujetas a tasas de interés flotantes (principalmente basadas en la tasa LIBOR). La Compañía administra su riesgo con respecto a las tasas de interés al mantener sus deudas tanto en tasas variables como fijas.

Al 31 de diciembre de 2002 los valores registrados para fines de contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros significativos, que exponen a la Compañía a un riesgo con respecto a las tasas de interés, son los que se indican a continuación:

Al 31 de diciembre de (1)

	2003	2004	2005	2006	2007	en adelante	Total	Valor justo
en millones de Ch\$ constantes								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en Ch\$ y en UF.....	13.845	3.782	4.931	116.112	5.955	114.784	259.409	264.556
Tasa de interés promedio ponderado.....	6,2%	6,2%	6,1%	6,1%	6,0%	6,0%	6,0%	
Denominadas en US\$	238.907	43.912	90.696	164.971	95.516	1.003.500	1.637.502	1.645.635
Tasa de interés promedio ponderado.....	7,6%	7,7%	7,7%	7,7%	7,8%	7,8%	7,8%	
En otras monedas.....	17.004	6.130	—	21.322	—	5.279	49.735	51.325
Tasa de interés promedio ponderado.....	7,7%	7,5%	—	7,8%	—	10,3%	8,0%	
Tasa variable:								
Denominadas en Ch\$ y en UF.....	24.517	—	—	—	—	—	24.517	24.517
Tasa de interés promedio ponderado.....	6,2%	—	—	—	—	—	6,2%	
Denominadas en US\$	247.121	404.361	28.675	10.488	10.488	20.855	721.988	709.010
Tasa de interés promedio ponderado.....	2,8%	3,6%	5,1%	5,7%	6,1%	6,5%	3,5%	
Denominadas en Euro.....	279.288	574	—	—	—	—	279.862	289.441
Tasa de interés promedio ponderado.....	3,8%	3,8%	—	—	—	—	3,8%	
En otras monedas.....	131.034	5.959	13.368	21.430	13.335	73.176	258.302	232.273
Tasa de interés promedio ponderado.....	27,4%	13,6%	12,6%	12,5%	12,4%	12,3%	20,0%	
Total	951.716	464.718	137.670	334.323	125.294	1.217.594	3.231.315	3.216.757

(1) Al 31 de diciembre de 2002.

En comparación, al 31 de diciembre de 2001 los valores registrados para fines de contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros significativos que exponen a la Compañía a un riesgo de tasa de interés, son los que se indican a continuación:

	Al 31 de diciembre de (2)						Total	Valor justo
	2002	2003	2004	2005	2006	En adelante		
(en millones de Ch\$ constantes)								
Obligaciones a largo plazo:								
Tasa fija:								
Denominadas en Ch\$ y en UF	6.766	5.230	5.883	4.873	103.475	35.283	161.520	175.517
Tasa de interés promedio ponderado	7,05%	7,33%	7,33%	7,33%	6,40%	6,50%	—	—
Denominadas en US\$	262.629	402.510	76.007	101.778	192.793	1.032.242	2.067.960	2.231.246
Tasa de interés promedio ponderado	6,53%	4,45%	4,55%	4,76%	5,55%	7,18%	—	—
En otras monedas	15.439	—	3.753	—	35.177	91.135	145.503	157.267
Tasa de interés promedio ponderado	9,96%	—	13,62%	—	9,65%	12,84%	—	—
Tasa variable:								
Denominadas en Ch\$ y UF	53.277	—	—	—	—	—	53.277	53.277
Tasa de interés promedio ponderado	1,25%	—	—	—	—	—	—	—
Denominadas en US\$	63.666	8.327	24.751	505.073	11.671	43.648	657.135	657.135
Tasa de interés promedio ponderado	0,69%	0,67%	0,69%	0,82%	0,86%	0,86%	—	—
En otras monedas	6.215	2.006	1.513	470	—	—	10.204	10.204
Tasa de interés promedio ponderado	5,5%	2,53%	0,71%	0,81%	—	—	—	—
Total	407.953	418.073	111.907	612.194	343.116	1.202.309	3.095.550	3.284.596

(2) Al 31 de diciembre de 2001.

Riesgo cambiario

La Compañía está expuesta a un riesgo cambiario producto de sus obligaciones de largo plazo denominadas en dólares US. El riesgo se mitiga ya que una parte significativa de los ingresos de la Compañía se relacionan con el dólar US indirecta o directamente (aproximadamente el 85%). A pesar de estas garantías naturales, hasta cierto punto la Compañía sigue sujeta a las fluctuaciones cambiarias entre el peso chileno y el dólar US, las cuales la Compañía administra a través de la aplicación de contratos *forward* de moneda extranjera en dólares US/UF. Al 31 de diciembre de 2002, el valor teórico de los contratos *forward* de moneda extranjera en circulación era US\$361 millones.

Al 31 de diciembre de 2001 y 2002, las obligaciones denominadas en dólares US representaban aproximadamente el 89,3% y 85,4% de las obligaciones de largo plazo, respectivamente.

Comenzando en 1999, la empresa matriz de Endesa-Chile, Enersis, administra su riesgo cambiario en una base consolidada hasta tal punto que dichos riesgos no se administran al nivel de filiales. Con el fin de protegerse contra el riesgo de fluctuaciones entre el dólar US y el peso chileno, la Compañía celebra contratos *forward* en monedas extranjeras.

Si bien el riesgo cambiario al cual estamos expuestos depende de las fluctuaciones de los tipos de cambio extranjeros en los cuales los activos y pasivos monetarios se mantienen con respecto al peso chileno, para efectos contables, las variaciones cambiarias de dólar US respecto al peso chileno afectan a nuestro resultado, debido a la aplicación del Boletín Técnico N° 64. De acuerdo a las normas contables chilenas, los efectos de recalcular muchas de las fluctuaciones cambiarias del peso chileno / dólar US son registrados en el patrimonio neto de la corrección monetaria producida por los efectos de la inflación chilena en dichas cantidades de inversiones extranjera.

Las ganancias y pérdidas en moneda extranjera se incluyen en los resultados de operaciones para el período junto con la corrección monetaria.

Al 31 de diciembre de 2002, los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que exponen a la Compañía a riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

al 31 de diciembre de 2001								
	2003	2004	2005	2006	2007	En adelante	Total	Valor justo
(en millones de pesos constantes)								
Obligaciones:								
Tasa fija:								
Denominadas en US\$	238.907	43.912	90.696	164.971	95.516	1.003.500	1.637.502	1.645.635
En otras monedas	17.004	6.130	—	21.322	—	5.279	49.735	51.325
Tasa variable:								
Denominadas en US\$	247.121	404.361	28.675	10.488	10.488	20.855	721.988	709.010
Denominadas en Euro	279.288	574	—	—	—	—	279.862	278.220
Otras monedas	131.034	5.959	13.368	21.430	13.335	73.176	258.302	272.273
Activos monetarios:								
Activos denominadas en								
US\$	260.196	6.084	—	—	—	—	266.280	266.280
Activos en otras monedas	105.073	11.535	—	—	—	—	116.608	116.608
Derivados:								
Contratos <i>forward</i> (recibir								
US\$/pagar Ch\$/UF)	(369)	—	—	—	—	—	(369)	(1.257)
Otros derivados de divisas	29.074	(262)	(147)	(4.736)	—	—	23.929	9.234

(1) Calculados sobre la base del Tipo de Cambio Observado al 31 de diciembre de 2002, que fue Ch\$718.61 = US\$1.00.

Al 31 de diciembre de 2001, los valores registrados para efectos de la contabilidad financiera y los valores justos correspondientes a los instrumentos financieros importantes que exponen a la Compañía a riesgo cambiario son los que aparecen a continuación:

Al 31 de diciembre								
	2002	2003	2004	2005	2006	En adelante	Total	Valor justo
(en millones de pesos constantes)								
Obligaciones de largo plazo:								
Tasa fija:								
Denominadas en US\$	262.629	402.510	76.007	101.778	192.793	1.032.242	2.067.960	2.231.246
Tasa variable:								
Denominadas en US\$	63.666	8.327	24.751	505.073	11.671	43.648	657.135	657.135
Contratos <i>Forward</i>:								
(recibir US\$/pagar Ch\$/UF)	3.067	—	—	—	—	—	3.067	3.067

Ítem 12. Descripción de valores que no sean acciones ordinarias

A. Títulos de deuda

No se aplica.

B. Certificados y derechos

No se aplica.

C. Otros títulos

No se aplica.

D. American Depositary Shares

No se aplica.

PARTE II

Ítem 13. Incumplimientos, atrasos en el pago de dividendos y morosidades

No se aplica.

Ítem 14. Modificaciones sustanciales a los derechos de los titulares de valores y el uso de las ganancias

Ninguna.

A. Uso de ganancias

No se aplica.

Ítem 15. Controles y Procedimientos

Dentro de los 90 días previos a la fecha de este informe anual, Endesa-Chile, bajo la supervisión de su gerencia y con su participación, incluyendo al Gerente General y al Gerente de Administración y Finanzas, realizó una evaluación de la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación de Endesa-Chile. Sobre la base de dicha evaluación, el Gerente General y el Gerente de Administración y Finanzas concluyeron que dichos controles y procedimientos son efectivos para la recolección, análisis y divulgación de la información que se le requiere divulgar a Endesa-Chile en los informes que registra bajo la Ley de Valores de 1934, dentro de los períodos de tiempo especificados en las reglas y en los formularios de la SEC. La gerencia de Endesa-Chile aplicó, en la medida necesaria, su propio juicio a la hora de evaluar los costos y los beneficios de dichos controles y procedimientos, los cuales, por su propia naturaleza, sólo pueden proporcionar una garantía razonable respecto de los objetivos de control de la gerencia.

No se ha hecho ningún cambio significativo a los controles internos de Endesa-Chile ni ha habido otros factores que podrían tener un impacto importante en los controles internos después de la fecha de su evaluación.

Ítem 16. Reservado

PARTE III

Ítem 17. Estados Financieros

No hay.

Ítem 18. Estados Financieros

	Página
Informe de los Auditores Independientes:	
Informe de Auditoría de Ernst & Young – Endesa-Chile 2002	F-1
Informe de Auditoría de Deloitte & Touche – Endesa Argentina 2002.....	F-3
Informe de Auditoría de Deloitte & Touche – Endesa Colombia 2002.....	F-4
Informe de Auditoría de Deloitte & Touche – Cachoeira Dourada 2002	F-5
Informe de Auditoría de Deloitte & Touche – CIEN EL 2002.....	F-6
Informe de Auditoría de Deloitte & Touche – Endesa-Chile 2000 y 2001.....	F-7
Informe de Auditoría de Arthur Andersen – Endesa Argentina 2000 y 2001.....	F-8
Informe de Auditoría de Arthur Andersen – Endesa Colombia 2000 y 2001	F-9
Estados Financieros Consolidados:	
Balances Consolidados al 31 de diciembre de 2001 y 2002	F-10
Estados de Resultados para los años terminados al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002	F-12
Estados Consolidados del Patrimonio para los años terminados al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002	F-13
Estados Consolidados del Flujo de Caja para los años terminados al 31 de diciembre de 2000, 2001 y 2002.....	F-14
Notas a los Estados Financieros Consolidados.....	F-16

Ítem 19. Anexos

<u>Anexo</u>	<u>Descripción</u>
1.1	Estatutos de Empresa Nacional de Electricidad S.A., modificados*
1.2	Estatutos de Empresa Nacional de Electricidad S.A., modificados (traducción al inglés)*
4.1	Acuerdo Crediticio entre Endesa-Chile, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A., Citigroup Global Markets Inc., Dresdner Kleinwort Wasserstein Securities LLC, Santander Central Hispano Investment Securities Inc., varios prestamistas y Citibank N.A., como el agente administrador, con fecha al 12 de mayo de 2003.
8.1	Lista de las filiales

Entregaremos a la *Securities and Exchange Commission de EE.UU.*, a su solicitud, copias de cualquier instrumento no presentado que defina los derechos de los titulares de obligaciones de largo plazo de Empresa Nacional de Electricidad S.A.

* Incorporado para fines de referencia al Informe Anual del Formulario 20-F de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. para el año terminado al 31 de diciembre de 2001 registrado con la *Securities and Exchange Commission de EE.UU.* el 1 de julio de 2002.

FIRMAS

La entidad registrada certifica que cumple con todos los requisitos para registrar el Formulario 20-F y que debidamente ha causado y autorizado la firma del abajo firmante del presente informe anual en su representación.

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.

Por: /firma/ Alfredo Ergas Segal
Nombre: Alfredo Ergas Segal
Cargo: Gerente de Administración y Finanzas

Fecha: 30 de junio de 2003

Yo, Héctor López Vilaseco, certifico que:

1. He revisado el presente informe anual del Formulario 20-F de Endesa-Chile;
2. A mi saber y entender, el presente informe anual no contiene ninguna declaración falsa con respecto a los hechos sustanciales ni prescinde de declaraciones sobre los hechos sustanciales que se requieren para hacer las declaraciones hechas, a la luz de las circunstancias bajo las cuales dichas declaraciones se hicieron, sin engaños respecto al periodo abordado en el presente informe anual;
3. A mi saber y entender, los estados financieros y otra información financiera incluidos en el presente informe anual, constituyen una representación justa de todos aspectos sustanciales, la condición financiera, los resultados de explotación y los flujos de caja de la entidad registrada a la fecha de y para los periodos presentados en el presente informe anual;
4. El otro funcionario de la entidad registrada que certifica y yo, somos los encargados del establecimiento y mantenimiento de los controles y procedimientos de divulgación (según se definen en los Reglamentos de la Ley de Intercambios 13a-14 y 15d-14) para la entidad registrada y hemos:
 - (a) diseñado dichos controles y procedimientos de divulgación con el fin de asegurar que la información sustancial pertinente a la entidad registrada, incluyendo sus filiales, se nos haga saber por parte de otros dentro de esas entidades, particularmente durante el período en el cual se prepara el presente informe anual;
 - (b) evaluado la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación de la entidad registrada a partir de una fecha 90 días previos a la fecha de la presentación del presente informe anual (la “Fecha de Evaluación”); y
 - (c) presentado en el presente informe anual nuestras conclusiones respecto de la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación sobre la base de nuestra evaluación a la Fecha de Evaluación;
5. Conforme con nuestra evaluación más reciente, el otro funcionario de entidad registrada que certifica y yo, hemos informado a los auditores de la entidad registrada y al comité de auditores del directorio de la entidad registrada (o a las personas que realizan la función equivalente) de lo siguiente:
 - (a) todas las deficiencias en el diseño o operación de los controles internos que pudieren tener un impacto adverso en la capacidad de la entidad registrada de registrar, procesar, resumir e informar sobre los datos financieros, y hemos identificado para los auditores de la entidad registrada, cualquier debilidad sustancial en los controles internos; y
 - (b) cualquier fraude, sea sustancial o no, que involucrara a la gerencia u otros empleados que jueguen un papel importante en los controles internos de la parte inscrita; y
6. El otro funcionario de entidad registrada que certifica y yo, hemos indicado en el presente informe anual, la existencia o inexistencia de cambios importantes en los controles internos o en otros factores que pudieren tener un impacto significativo en los controles internos posteriormente a la fecha de nuestra evaluación más reciente, incluyendo cualquier acción correctiva con respecto a las deficiencias importantes y las debilidades sustanciales.

Por: /firma/ Hector López Vilaseco
Nombre: Hector López Vilaseco
Cargo: Gerente General

Fecha: 30 de junio de 2003

Yo, Alfredo Ergas Segal, certifico que:

1. He revisado el presente informe anual del Formulario 20-F de Endesa-Chile;
2. A mi saber y entender, el presente informe anual no contiene ninguna declaración falsa con respecto a los hechos sustanciales ni prescinde de declaraciones sobre los hechos sustanciales que se requieren para hacer las declaraciones hechas, a la luz de las circunstancias bajo las cuales dichas declaraciones se hicieron, sin engaños respecto al período abordado en el presente informe anual;
3. A mi saber y entender, los estados financieros y otra información financiera incluidos en el presente informe anual, constituyen una representación justa de todos aspectos sustanciales, la condición financiera, los resultados de explotación y los flujos de caja de la entidad registrada a la fecha de y para los períodos presentados en el presente informe anual;
4. El otro funcionario de la entidad registrada que certifica y yo, somos los encargados del establecimiento y mantenimiento de los controles y procedimientos de divulgación (según se definen en los Reglamentos de la Ley de Intercambios 13a-14 y 15d-14) para la entidad registrada y hemos:
 - (a) diseñado dichos controles y procedimientos de divulgación con el fin de asegurar que la información sustancial pertinente a la entidad registrada, incluyendo sus filiales, se nos haga saber por parte de otros dentro de esas entidades, particularmente durante el período en el cual se prepara el presente informe anual;
 - (b) evaluado la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación de la entidad registrada a partir de una fecha 90 días previos a la fecha de la presentación del presente informe anual (la “Fecha de Evaluación”); y
 - (c) presentado en el presente informe anual nuestras conclusiones respecto de la efectividad de los controles y procedimientos de divulgación sobre la base de nuestra evaluación a la Fecha de Evaluación;
5. Conforme con nuestra evaluación más reciente, el otro funcionario de entidad registrada que certifica y yo, hemos informado a los auditores de la entidad registrada y al comité de auditores del directorio de la entidad registrada (o a las personas que realizan la función equivalente) de lo siguiente:
 - (a) todas las deficiencias en el diseño o operación de los controles internos que pudieren tener un impacto adverso en la capacidad de la entidad registrada de registrar, procesar, resumir e informar sobre los datos financieros, y hemos identificado para los auditores de la entidad registrada, cualquier debilidad sustancial en los controles internos; y
 - (b) cualquier fraude, sea sustancial o no, que involucrara a la gerencia u otros empleados que jueguen un papel importante en los controles internos de la parte inscrita; y
6. El otro funcionario de entidad registrada que certifica y yo, hemos indicado en el presente informe anual, la existencia o inexistencia de cambios importantes en los controles internos o en otros factores que pudieren tener un impacto significativo en los controles internos posteriormente a la fecha de nuestra evaluación más reciente, incluyendo cualquier acción correctiva con respecto a las deficiencias importantes y las debilidades sustanciales.

Por: /firma/ Alfredo Ergas Segal
Nombre: Alfredo Ergas Segal
Cargo: Gerente de Administración y Finanzas

Fecha: 30 de junio de 2003