

**COMISION NACIONAL DEL MERCADO
DE VALORES**

Paseo de la Castellana, 19

28046 – MADRID

At.: Nuria Serrano

Madrid, 3 de julio de 2002

Muy Sres. nuestros:

Se adjunta Diskette con ficheros que recogen fielmente el contenido del Folleto Informativo Continuado de Endesa, S.A. registrado en la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha 3 de julio de 2002.

Atentamente,

D. José Luis Palomo Alvarez,
Director Corporativo Económico-Financiero

Endesa, S.A.

Folleto Informativo Continuado (RFV)

de julio de 2002

El presente Folleto Informativo Continuado ha sido inscrito en los Registros de la Comisión Nacional del Mercado de Valores con fecha de julio de 2002

INDICE

CAPÍTULO I

PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DE SU CONTENIDO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL FOLLETO

- I.1. Personas que asumen la responsabilidad por el contenido del Folleto
- I.2. Organismos supervisores del Folleto
- I.3. Verificación y auditoría de las cuentas anuales

CAPÍTULO III

LA SOCIEDAD EMISORA Y SU CAPITAL

- III.1. Identificación y objeto social
- III.2. Informaciones legales
- III.3. Información sobre el capital
- III.4. Acciones propias
- III.5. Beneficios y dividendos
- III.6. Grupo en que está integrada la sociedad emisora
- III.7. Principales sociedades
- III.8. Adquisiciones y ventas relevantes

CAPÍTULO IV

ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

- IV.1. Antecedentes
- IV.2. Actividades principales del emisor
- IV.3. Circunstancias condicionantes
- IV.4. Información laboral
- IV.5. Política de inversiones

CAPÍTULO V

EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR

- V.1. Información contable consolidada
- V.2. Información contable individual

CAPÍTULO VI**LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DE LA SOCIEDAD EMISORA**

- VI.1. Identificación y función en la entidad de las personas que se mencionan
- VI.2. Conjunto de intereses en la Sociedad de las personas citadas en el apartado VI.1
- VI.3. Personas físicas o jurídicas que ejercen un control sobre la Sociedad Emisora
- VI.4. Régimen de autorización administrativa previa para determinados acuerdos
- VI.5. Representación y limitación de los derechos de voto
- VI.6. Participaciones significativas en el capital social de la Sociedad Emisora
- VI.7. Accionistas de la Sociedad Emisora
- VI.8. Prestamistas en más del 20% de la deuda de la Sociedad Emisora
- VI.9. Clientes o suministradores significativos de la Sociedad Emisora
- VI.10. Avaes
- VI.11. Intereses en la entidad del auditor de cuentas

CAPÍTULO VII**EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DE LA SOCIEDAD EMISORA**

- VII.1. Evolución reciente de los negocios de la Sociedad Emisora
- VII.2. Perspectivas
- VII.3. Política de distribución de resultados, dotación a la amortización, ampliaciones de capital, emisión de obligaciones y endeudamiento general a medio y largo plazo.

ANEXOS

- I. Informe Anual 2001
- II. Cuentas Anuales e Informe de Gestión Consolidados Auditados de ENDESA y sociedades filiales (Grupo ENDESA) correspondientes al ejercicio 2001
- III. Cuentas Anuales e Informe de Gestión Individuales Auditados de ENDESA, S.A. correspondientes al ejercicio 2001
- IV. Cuentas Anuales e Informe de Gestión Consolidados Auditados de ENDESA y sociedades filiales (Grupo ENDESA) correspondientes al ejercicio 2000
- V. Cuentas Anuales e Informe de Gestión Individuales Auditados de ENDESA, S.A. correspondientes al ejercicio 2000

CAPÍTULO I

PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD DE SU CONTENIDO Y ORGANISMOS SUPERVISORES DEL FOLLETO

I.1. PERSONAS QUE ASUMEN LA RESPONSABILIDAD POR EL CONTENIDO DEL FOLLETO

D. José Luis Palomo Alvarez, mayor de edad, con NIF nº 51.316.595 F, en su condición de Director Corporativo Económico-Financiero de ENDESA, S.A. (en adelante "ENDESA" o "Sociedad Emisora"), con domicilio en Madrid, calle Príncipe de Vergara, número 187, CIF: A 28023430, asume, en nombre y representación de la misma la responsabilidad del presente Folleto Informativo Continuado (en adelante "Folleto").

D. José Luis Palomo Alvarez confirma la veracidad de los datos e informaciones contenidos en el presente Folleto, no omitiéndose ningún hecho o dato relevante susceptible de alterar su alcance o inducir a error.

I.2. ORGANISMOS SUPERVISORES DEL FOLLETO

I.2.1. INSCRIPCION EN REGISTROS OFICIALES

El presente Folleto Informativo Continuado de ENDESA ha sido verificado e inscrito en los registros oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV") con fecha de julio de 2002.

"El registro del Folleto por la Comisión Nacional de Mercado de Valores no implica recomendación de la suscripción o compra de los valores a que se refiere el mismo, ni pronunciamiento en sentido alguno sobre la solvencia de la entidad emisora o la rentabilidad de los valores emitidos u ofertados" (según lo dispuesto en el Real Decreto 291/1992, de 27 de marzo, sobre emisiones y ofertas públicas de venta de valores, modificado por el Real Decreto 2590/1998, de 7 de diciembre, sobre modificaciones del régimen jurídico de los Mercados de Valores, y en la Circular 2/1999, de 22 de abril, de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, por la que se aprueban determinados modelos de folletos de utilización en emisiones u ofertas públicas de valores).

I.2.2. AUTORIZACIONES ADMINISTRATIVAS

ENDESA está sujeta al régimen de autorización administrativa previa de acuerdo con el Real Decreto 929/1998, de 14 de mayo, modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio, de Aplicación del Régimen de Autorización Administrativa Previa a "ENDESA, Sociedad Anónima" y a determinadas sociedades de su Grupo, como consecuencia de la aplicación de la Ley 5/95, de 23 de marzo, de Régimen Jurídico de Enajenación de Participaciones Públicas en determinadas Empresas.

En virtud de este régimen, están sometidas a autorización previa los actos y acuerdos sociales de adquisición directa o indirecta de acciones o valores de ENDESA y de determinadas filiales que puedan dar derecho directa o indirectamente a la suscripción o adquisición de capital de al menos un 5% en el capital de ENDESA o un 10% en el resto de las citadas filiales. Este régimen también es extensible a la enajenación o gravamen de acciones de que sea titular ENDESA en cualquiera de las restantes sociedades, así como los acuerdos de disolución voluntaria, escisión o fusión de ENDESA y las restantes sociedades.

El 21 de diciembre de 2000 se ha presentado en el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas un recurso contra el Reino de España formulado por la Comisión de las Comunidades Europeas solicitando que se declare la incompatibilidad con el Derecho Comunitario de este régimen de autorización administrativa previa que el Estado español se reserva en determinadas empresas, incluida ENDESA.

I.3. VERIFICACION Y AUDITORIA DE LAS CUENTAS ANUALES

Como Anexo II del presente Folleto se incorporan las cuentas anuales e informes de gestión consolidados del Grupo ENDESA correspondientes al ejercicio 2001. Dichos estados financieros han

sido auditados con informe favorable sin salvedades por la firma Arthur Andersen y Cía, S.Com., con domicilio en Madrid, calle Raimundo Fernández Villaverde, número 65, firma que figura inscrita en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (ROAC) con el número de inscripción S0962.

Como Anexo III se incorporan las cuentas anuales e informe de gestión individuales de ENDESA correspondientes al ejercicio 2001, que también fueron auditados con informes favorables sin salvedades por la firma Arthur Andersen y Cía, S.Com.

Igualmente, las cuentas anuales, consolidadas e individuales de ENDESA, correspondientes a los ejercicios 1999 y 2000 fueron auditadas, con informes favorables sin salvedades, por la firma Arthur Andersen y Cía, S.Com. y se incorporan como Anexos IV y V del presente Folleto.

CAPÍTULO III

LA SOCIEDAD EMISORA Y SU CAPITAL

III.1. IDENTIFICACIÓN Y OBJETO SOCIAL

III.1.1. DENOMINACION DE LA ENTIDAD EMISORA

La denominación social de la Entidad Emisora es ENDESA, S.A. (en adelante "ENDESA"), tiene su domicilio social y oficinas principales en Madrid, calle Príncipe de Vergara número 187, y su Código de Identificación Fiscal (CIF) es A-28/023430.

El objeto social de la Sociedad, de acuerdo con el artículo 2 de sus Estatutos consiste en:

"1. La sociedad tiene por objeto:

a) El negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales.

b) La explotación de toda clase de recursos energéticos primarios.

c) La prestación de servicios de carácter industrial, y, en especial, los de telecomunicaciones, agua, gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social.

d) La gestión del Grupo Empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades.

2. La Sociedad desarrollará, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades".

El sector principal de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (C.N.A.E.) en que se encuadra el objeto social de ENDESA es el correspondiente a la sección E, división 40, subclase 40.10.

III.2. INFORMACIONES LEGALES

III.2.1. CONSTITUCIÓN, INSCRIPCIÓN Y DURACIÓN DE LA SOCIEDAD EMISORA

La Compañía, que fue constituida el 18 de noviembre de 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A., mediante escritura pública otorgada ante el Notario de Madrid D. Rafael López de Haro y Moya, cambió su denominación por la de ENDESA, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997, y está inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Tomo 418 general, 51 de la Sección 3ª del Libro de Sociedades, Folio 80, Hoja 434.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3 de los Estatutos Sociales, ENDESA tiene duración indefinida y dio comienzo a sus operaciones el día del otorgamiento de la escritura de constitución.

Toda la información relativa a los Estatutos Sociales puede consultarse en el domicilio social de ENDESA, calle Príncipe de Vergara, número 187 de Madrid y en el Registro Mercantil de Madrid.

III.2.2 FORMA JURÍDICA Y LEGISLACIÓN APLICABLE

ENDESA está sujeta al régimen jurídico de las Sociedades Anónimas, rigiéndose por la Ley de Sociedades Anónimas, cuyo Texto Refundido fue aprobado por el Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre. Asimismo, la actividad de ENDESA está regulada por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo. También es de aplicación la Ley 6/1977, de 4 de enero, de Fomento de la Minería (véase mayor detalle en *Capítulo IV, apartado IV.1.3.*)

En lo referente a su régimen contable, ENDESA está sujeta a lo establecido en el Real Decreto 4371/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico y su normativa de desarrollo.

Por último, está sometida al régimen de autorización administrativa previa de acuerdo con el Real Decreto 929/1998, de 14 de mayo, modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio (véase el *Capítulo I, apartado I.3*).

III.3. INFORMACIÓN SOBRE EL CAPITAL

III.3.1. CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2001 el capital social de ENDESA asciende a 1.270.502.540,40 euros y se encuentra totalmente suscrito y desembolsado, no habiendo sufrido variaciones hasta la fecha de la firma del presente Folleto.

III.3.2. DESEMBOLSOS PENDIENTES

No existe ningún importe pendiente de liberar, al estar la totalidad del capital suscrito y desembolsado.

III.3.3. ACCIONES

El capital social, en la actualidad, está integrado por 1.058.752.117 acciones, de 1,2 euros de valor nominal unitario, pertenecientes todas a una misma clase, con los mismos derechos políticos y económicos.

Las acciones están representadas por anotaciones en cuenta y se hallan inscritas en el Registro Central del Servicio de Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (SCLV), entidad encargada del registro contable de las acciones, con domicilio en Madrid, calle Orense, número 34.

Las acciones de ENDESA cotizan en las Bolsas españolas, en la de Bolsa de Nueva York y en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile.

III.3.4. EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL

El cuadro siguiente muestra la evolución del capital social de ENDESA en los años 1999, 2000 y 2001:

CONCEPTO	1999 (1)	2000	2001
Capital inicial:	190.961.524.600	1.270.502.540,40	1.270.502.540,40
Número de acciones	954.807.623	1.058.752.117	1.058.752.117
Valor nominal	200	1,2	1,2
Ampliación capital (pesetas) (2)	20.788.898.800	-	-
Número de acciones	103.944.494	-	-
Valor nominal (pesetas)	200	-	-
Redenominación a euros (euros)	1.272.645.675,72	-	-
Número de acciones	1.058.752.117	-	-
Valor nominal (euros)	1,20202	-	-
Reducción de capital (euros) (3)	2.143.135,32	-	-
Número de acciones	1.058.752.117	-	-
Valor nominal (euros)	0,00202	-	-
Capital final	1.270.502.540,40	1.270.502.540,40	1.270.502.540,40
Número de acciones	1.058.752.117	1.058.752.117	1.058.752.117
Valor nominal	1,2	1,2	1,2

(1) Las cifras correspondientes al año 1999 aparecen expresadas en pesetas al inicio del ejercicio, y en euros una vez realizada la redenominación del capital social.

- (2) Ampliación de capital destinada a atender el canje de acciones como consecuencia de la fusión efectuada en el citado ejercicio.
- (3) Reducción de capital mediante disminución del valor nominal de las acciones con motivo de la redenominación del capital social a euros.

III.3.5. EMISIONES DE VALORES CONVERTIBLES, CANJEABLES O CON WARRANTS

La Junta General de Accionistas, celebrada el día 10 de mayo de 2002, adoptó el siguiente acuerdo:

“Delegar en el Consejo de Administración, al amparo de lo dispuesto en el artículo 319 del Reglamento del Registro Mercantil y en el régimen general sobre emisión de obligaciones, y aplicando por analogía lo previsto en los artículos 153.1 b) y 159.2 de la Ley de Sociedades Anónimas, y con expresas facultades de sustitución en la Comisión Ejecutiva, la facultad de emitir valores de renta fija de conformidad con las siguientes condiciones:

1. *La emisión de los valores de renta fija podrá efectuarse en una o varias veces dentro del plazo máximo de cinco (5) años a contar desde la fecha de adopción del presente Acuerdo.*
2. *El importe total de la emisión o emisiones de valores de renta fija que se acuerden al amparo de la presente delegación, unido al de las demás emisiones de la Sociedad en circulación en el momento en que se haga uso de ella, no podrá exceder del límite máximo en ese mismo momento de la cifra de capital social desembolsado más las reservas que figuren en el último balance aprobado y las cuentas de regularización y actualización de balances aceptadas por el Ministerio de Economía y Hacienda previsto en el apartado 1 del artículo 282 de la Ley de Sociedades Anónimas.*
3. *Los valores de renta fija emitidos podrán ser obligaciones, bonos, pagarés y demás valores de renta fija tanto simples como, en el caso de obligaciones, canjeables y/o convertibles en acciones de la Sociedad.*
4. *La delegación para emitir valores de renta fija se extenderá a la fijación de los distintos aspectos y condiciones de cada emisión (valor nominal, tipo de emisión, precio de reembolso, tipo de interés, relación de canje, amortización, cláusulas antidilución, garantías de la emisión, admisión a cotización, etc.).*

En el caso de la emisión de obligaciones convertibles, la delegación comprenderá también las siguientes facultades:

- i) *La facultad de aumentar el capital en la cuantía necesaria para atender las solicitudes de conversión. Dicha facultad sólo podrá ser ejercitada en la medida en que el Consejo, sumando el capital que aumente para atender la emisión de obligaciones convertibles y los restantes aumentos de capital que hubiera acordado al amparo de autorizaciones concedidas por la Junta, no exceda el límite de la mitad de la cifra de capital social previsto en el artículo 153.1 b) de la Ley de Sociedades Anónimas.*
- ii) *La facultad para excluir el derecho de suscripción preferente de accionistas o titulares de obligaciones convertibles y/o canjeables cuando ello sea necesario para la captación de los recursos financieros en los mercados nacionales o internacionales o de otra manera lo exija el interés social. En el supuesto de dirigirse la emisión al mercado nacional los accionistas y titulares de obligaciones convertibles y/o canjeables tendrán la posibilidad de suscribir las obligaciones o bonos con carácter previo a los inversores institucionales mediante una oferta pública en los términos y condiciones que determine el Consejo de Administración y que sean autorizados por los organismos públicos correspondientes.*
- iii) *La facultad para determinar la relación de conversión, que podrá ser fija o variable, el momento de la conversión, que podrá limitarse a un período predeterminado, la titularidad del derecho de conversión, que podrá atribuirse a la sociedad o a los obligacionistas y, en general, cuantos extremos y condiciones resulten necesarios o convenientes para la emisión.*

Queda sin efecto la delegación para la emisión de valores de renta fija simple otorgada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el día 13 de abril de 2000, en la parte no dispuesta.

Solicitar la admisión en mercados secundarios oficiales o no oficiales, organizados o no, nacional o extranjeros, de las obligaciones u otros valores que se emitan por ENDESA, S.A. en virtud de esta delegación, facultando al Consejo, con expresa autorización de sustitución a favor de la Comisión Ejecutiva, para la realización de los trámites y actuaciones necesarios para la admisión a cotización ante los organismos competentes de los distintos mercados de valores nacionales o extranjeros.

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 27 del Reglamento de Bolsas de Comercio, se ha de constar expresamente que, en caso de que solicitase posteriormente la exclusión de la cotización de los títulos emitidos en virtud de esta delegación, ésta se adoptará con las mismas formalidades a que se refiere dicho artículo y, en tal supuesto, se garantizará el interés de los accionistas u obligacionistas que se opongan o no voten el acuerdo, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley de Sociedades Anónimas y disposiciones concordantes, todo ello de acuerdo con lo dispuesto en el citado Reglamento de Bolsas de Comercio, la Ley del Mercado de Valores y disposiciones que la desarrollen”.

ENDESA no tiene emitidos empréstitos convertibles, canjeables o con warrants..

III.3.6. TÍTULOS CON VENTAJAS A FUNDADORES Y PROMOTORES

ENDESA no tiene emitidos valores que representen ventajas atribuibles a fundadores y promotores, ni bonos de disfrute.

III.3.7. AUTORIZACIONES DE LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

III.3.7.1. CAPITAL AUTORIZADO

La Junta General de Accionistas de la Sociedad, celebrada el día 13 de abril de 2000, adoptó el siguiente acuerdo:

“Facultar al Consejo de Administración, tan ampliamente como en derecho sea necesario para que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 153 apartado 1.b de la Ley de Sociedades Anónimas, pueda aumentar el capital social, en una o varias veces y en cualquier momento antes de que transcurran cinco años desde la fecha de celebración de la presente Junta General, en la cuantía máxima de 635.251.270,20 euros, equivalente al 50% de la cifra de capital social a fecha de hoy, mediante la emisión de nuevas acciones -con o sin voto, o rescatables o no-, consistiendo el contravalor de las nuevas acciones a emitir en aportaciones dinerarias, pudiendo fijar los términos y condiciones del aumento de capital y las características de las acciones -dentro de los límites legal y estatutariamente aplicables-, así como ofrecer libremente las nuevas acciones no suscritas en el plazo o plazos de suscripción preferente, y establecer que, en caso de suscripción incompleta, el capital se aumentará sólo en la cuantía de las suscripciones efectuadas. Asimismo, se faculta al Consejo de Administración para excluir el derecho de suscripción preferente en los términos del artículo 159 de la Ley de Sociedades Anónimas, y para solicitar la admisión a negociación de las nuevas acciones que se emitan en las Bolsas de Valores”.

No ha habido acuerdos posteriores al respecto.

III.3.7.2. EMISIÓN DE EMPRÉSTITOS AUTORIZADA

Véase Capítulo III, apartado III.3.5.

No ha habido acuerdos posteriores al respecto.

A 31 de diciembre de 2001, el límite autorizado ascendía a 7.821 millones de euros, alcanzando el importe en circulación los 1.593 millones de euros, por lo que el margen autorizado a dicha fecha era de 6.228 millones de euros.

A 31 de mayo de 2002 el margen autorizado era de 6.168 millones de euros.

III.3.8. CONDICIONES ESTATUTARIAS DE LAS MODIFICACIONES DEL CAPITAL

El Artículo 26 de los Estatutos señala:

"Para que la Junta General Ordinaria y Extraordinaria pueda acordar válidamente la emisión de obligaciones, el aumento o la disminución del capital, la transformación, fusión o escisión de la Sociedad y, en general, cualquier modificación de los Estatutos Sociales, será necesaria, en primera convocatoria, la concurrencia de accionistas presentes o representados que posean, al menos, el 50% del capital suscrito con derecho a voto. En segunda convocatoria será suficiente la concurrencia del 25% de dicho capital.

Cuando concurren accionistas que representen menos del 50% del capital suscrito con derecho a voto, los acuerdos a que se refiere el apartado anterior solo podrán adoptarse válidamente con el voto favorable de los dos tercios del capital, presente o representado en la Junta".

III.4. ACCIONES PROPIAS

Al amparo de las autorizaciones concedidas por la Juntas Generales de Accionistas, celebradas el 28 de abril de 1999, el 13 de abril de 2000 y el 28 de abril de 2001, la Sociedad realizó diversas operaciones con acciones propias resultando los saldos, importes y precios medios que se resumen en la siguiente tabla (cifras en euros):

AUTOCARTERA	31/05/2002	31/12/2001	31/12/2000
Saldo inicial de títulos	12.444.983	3.262.811	7.485.996
ENDESA	12.444.983	3.262.811	3.600.000
Interbolsa	-	-	3.885.996
Acciones compradas	1.430.193	15.356.827	14.763.269
ENDESA	1.430.193	15.356.827	2.138.967
Precio medio	16,91	17,25	19,34
Interbolsa	-	-	12.624.302
Precio medio	-	-	20,09
Importe de las compras	24.187.898,65	264.960.865,60	295.023.349,40
ENDESA	24.187.898,65	264.960.865,60	41.377.977,89
Interbolsa	-	-	253.645.371,51
Acciones vendidas	1.087.737	6.174.655	18.986.454
ENDESA	1.087.737	6.174.655	2.476.156
Precio medio	17,04	19,09	21,41
Interbolsa	-	-	16.510.298
Precio medio	-	-	20,85
Importe de las ventas	18.539.936,24	117.891.053,59	397.195.091,20
ENDESA	18.539.936,24	117.891.053,59	53.014.327,64
Interbolsa	-	-	344.180.763,56
(Minusvalía)/Plusvalía	153.704,98	2.648.916,49	24.272.489,31
ENDESA	153.704,98	2.648.916,49	10.600.505,25
Interbolsa	-	-	13.671.984,06
Saldo final de títulos	12.787.439	12.444.983	3.262.811
ENDESA	12.787.439	12.444.983	3.262.811
Interbolsa	-	-	-
Importe total	216.148.582,49	210.346.915,10	60.628.186,60
ENDESA	216.148.582,49	210.346.915,10	60.628.186,60
Interbolsa	-	-	-
Precio medio (euros)	16,90	16,90	18,58
ENDESA	16,90	16,90	18,58
Interbolsa	-	-	-
% sobre capital social	1,21	1,18	0,30
ENDESA	1,21	1,18	0,30
Interbolsa	-	-	-

El saldo total de acciones propias, adquiridas directamente por ENDESA, asciende al 31 de diciembre de 2001 a 12.444.983 títulos por un importe de 210 millones de euros, habiéndose dotado una provisión por importe de 109 millones de euros, con lo que el coste neto es de 101 millones de euros.

Al 31 de mayo de 2002 el saldo total de acciones propias asciende a 12.787.439 títulos por un importe de 216 millones de euros, existiendo una provisión por importe de 109 millones de euros, con lo que el coste neto es de 108 millones de euros.

La Junta General de Accionistas celebrada el día 10 de mayo de 2002, adoptó el siguiente acuerdo:

"Revocar y dejar sin efecto la autorización para la adquisición derivativa de acciones de la sociedad, concedida por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de abril de 2001.

Autorizar nuevamente la adquisición derivativa de acciones propias, así como los derechos de suscripción preferente de las mismas, de acuerdo con el artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, en las siguientes condiciones:

- a) *Las adquisiciones podrán realizarse por cualquiera de las modalidades legalmente admitidas, directamente por la propia ENDESA, S.A., por las Sociedades de su Grupo, o por persona interpuesta, hasta la cifra máxima permitida por la Ley.*
- b) *Las adquisiciones se realizarán a un precio por acción mínimo de su valor nominal y máximo equivalente a su valor de cotización más un 5% adicional.*
- c) *La duración de la presente autorización será de 18 meses."*

III.5. BENEFICIOS Y DIVIDENDOS

El Consejo de Administración de la Sociedad, en su reunión del día 6 de noviembre de 2001, aprobó la distribución de un dividendo a cuenta del ejercicio 2001 de 0,264 euros brutos por acción, que fue pagado el día 2 de enero de 2002. La Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 10 de mayo de 2002, ha aprobado el reparto de un dividendo complementario de 0,4185 euros brutos por acción, y fecha de pago el 1 de julio de 2002. La siguiente tabla muestra algunos datos referidos a los dividendos y resultados de ENDESA en los ejercicios 1999, 2000 y 2001:

	2001	2000	1999
Capital Social (1)	1.270,50	1.270,50	1.270,50
Número de Acciones (2)	1.058.752.117	1.058.752.117	1.058.752.117
Beneficio Neto Ejercicio (1) (3)	1.479	1.407	1.278
Dividendos Distribuidos (1)	723	688	624
Beneficio por Acción (Euros)	1,40	1,33	1,21
Dividendo por Acción (Euros)	0,6825	0,65	0,59
Cotización cierre Ejercicio (Euros)	17,57	18,15	19,71
PER	12,55	13,66	16,29
Pay-Out (%)	48,9	48,9	48,8

(1) En millones de euros

(2) Al cierre de cada ejercicio.

(3) Datos correspondientes a las cuentas consolidadas.

III.6. GRUPO EN QUE ESTA INTEGRADA LA SOCIEDAD EMISORA

ENDESA es la sociedad dominante de un Grupo de Sociedades (véase más detalle en el *Capítulo IV* de este Folleto). Como consecuencia del proceso de reordenación societaria y de la separación de actividades eléctricas para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 54/197, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la actividad de ENDESA, S.A. ha pasado a convertirse en una sociedad holding y durante los años 2000 y 2001 se ha centrado fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial, no realizando directamente actividades eléctricas.

El 1 de enero de 2000, ENDESA aportó las ramas de actividad de generación y distribución a las empresas ENDESA Generación, S.A. y ENDESA Distribución, S.A. respectivamente, constituidas el 22 de septiembre de 1999, para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, referente a la separación de actividades reguladas y no reguladas antes del 31 de diciembre de 2000.

La aportación de la rama de actividad de generación de ENDESA, comprende todos los activos y pasivos afectos a dicha actividad, los correspondientes a la actividad minera, las participaciones en las empresas de generación y minería y las nuevas participaciones en sociedades de generación que surgieron el 1 de enero de 2000, como consecuencia de la escisión de la actividad de generación de las filiales de ENDESA. La aportación en su conjunto se valoró en 3.763 millones de euros y como consecuencia de la misma, ENDESA Generación, S.A. amplió su capital en 1.882 millones de euros, con una prima de emisión de 1.882 millones de euros.

Asimismo ENDESA aportó a ENDESA Distribución, S.A. la rama de actividad de distribución, que comprende los activos y pasivos afectos a dicha actividad, constituidos fundamentalmente por las participaciones en empresas de distribución. La aportación en su conjunto se valoró en 1.375 millones de euros y como consecuencia de la misma, ENDESA Distribución, S.A. amplió su capital en 687 millones de euros, con una prima de emisión de 687 millones de euros.

Adicionalmente, con efectos 1 de enero de 2000, se realizaron las siguientes aportaciones:

A Sevillana II: Las participaciones financieras en C.T. Los Barrios A.I.E. (32,33%), C.T. L. Almería I A.I.E. (65,66%), Asociación Nuclear de Ascó A.I.E. (0,5%) y ENECO (100%), y otros activos: el 32,33% de la Comunidad de Bienes de la C.T. de Los Barrios, el 65,66% de la Comunidad de Bienes de la C.T.L. de Almería I, el 1% de la Comunidad de Bienes de la C.N. de Ascó I, y el 100% de la C.T. Almería II

A ERZ II: La participación financiera en Energías de Aragón, S.A.

A ERZ I: Diversos elementos de inmovilizado material.

A ENDESA Servicios: Los activos y pasivos afectos a la actividad de servicios, que comprenden fundamentalmente los equipos y aplicaciones informáticas, activos de telecontrol y comunicaciones y las participaciones financieras en Mundivia, Sadiel y el Instituto de la Calidad.

Por otra parte, en enero de 2001 ENDESA ha vendido a ENDESA Telecomunicaciones la participación del 35% en Smartcom por 219 millones de euros, aplicándose la provisión por 6 millones de euros que tenía dotada esta participación. En el mes de marzo se vendió la participación financiera del 40% en Caufec, por 38 millones de euros, cancelándose el crédito concedido a dicha empresa. Asimismo, en el ejercicio 2001 se vendieron las participaciones que el Grupo mantenía en las sociedades argentinas Edenor y Electricidad de Argentina, lo que ha supuesto una plusvalía de 494 millones de euros.

En abril del año 2001 se ha adquirido el 30% de la participación en Société National de Electricité et du Thermique (Snet) que, a diciembre de 2001, asciende a 452 millones de euros siendo el fondo de comercio generado igual a 284 millones de euros. ENDESA ha firmado con Charbonnages de France (CDF), propietario del 51,25% de Snet, una opción "call" por la que podrá solicitar a CDF la adquisición del resto de las acciones que posee en Snet entre el 1 de enero de 2003 y el 1 de enero de 2004, a un precio de referencia establecido. Si CDF no acepta vender su participación en un plazo de seis meses, está obligada a comprar la participación de ENDESA. Asimismo, ENDESA y CDF han firmado otra opción "put" por la cual CDF podrá solicitar a ENDESA que adquiera el resto de sus acciones antes del 1 de enero de 2004 a un precio inicialmente acordado. Si ENDESA no acepta esta oferta en el plazo de tres meses, deberá vender sus acciones.

Además, el 1 de julio de 2001, ENDESA ha aportado a ENDESA Financiación Filiales, S.A., constituida el 21 de diciembre de 2000, los derechos de crédito derivados de los contratos de financiación que hasta esa fecha tenía ENDESA con sus empresas filiales. Esta aportación se valoró por su valor contable en 9.242 millones de euros y, como consecuencia de la misma, ENDESA Financiación Filiales, S.A. amplió su capital en 4.621 millones de euros con una prima de emisión de 4.621 millones de euros.

En el marco del plan estratégico de ENDESA, en el año 2001 se procedió a la segregación de un conjunto de activos de generación y distribución que fueron agrupados a lo largo del ejercicio en la Nueva Viesgo y que fueron puestos a la venta. El 9 de septiembre de 2001, Viesgo fue adjudicada a la

empresa italiana Enel. El precio pagado por Enel ha sido de 1.870 millones de euros por el 100% de las acciones de la compañía, a lo que hay que añadir otros 277 millones de euros en concepto de deuda y provisiones, asumidos por el comprador.

En septiembre de 2001 se ha constituido ENDESA Holding Italia, sociedad en la que ENDESA participaba al 31 de diciembre de 2001 en un 45,33% y cuya inversión asciende a 999 millones de euros siendo el fondo de comercio generado igual a 773 millones de euros, con el fin de que adquiriese el 100% de la sociedad de generación eléctrica italiana Elettrogen. ENDESA tiene firmado con Santander Central Hispano (SCH), propietario del 40% de ENDESA Holding Italia, una opción de compra por la totalidad de esta participación, ejercitable en cualquier momento, de forma total o parcial, desde la fecha de suscripción y desembolso de la participación correspondiente a dicho banco hasta el quinto año, habiendo concedido al banco una opción de venta de la totalidad de su participación ejercitable a partir del quinto año desde la mencionada fecha de suscripción. En marzo de 2002, ENDESA ha adquirido a SCH un 5,67% de la participación que éste poseía en la referida sociedad por un importe igual a 127 millones de euros, con lo que el porcentaje de ENDESA en ENDESA Holding Italia ha alcanzado el 51%.

Además, durante el tercer trimestre del 2001 se adquirieron en Bolsa acciones de Repsol-YPF que representaron un 0,88% de su capital social, con lo que la participación de ENDESA alcanzó un 3,02%, con un valor de 193 millones de euros, pasando dicha sociedad a tener la consideración de empresa asociada. El fondo de comercio generado asciende a 109 millones de euros.

En diciembre de 2001 se han constituido Teneguía Gestión Financiera, S.L. y Teneguía Gestión Financiera, Sociedad Comanditaria, sociedades en las que Endesa participa en el 100% y en el 95,72% respectivamente. Igualmente, durante 2001 se ha disuelto la sociedad Inversiones Serafi, S.L. integrando sus activos y pasivos en ENDESA a su valor contable.

En el año 2000, ENDESA llegó a acuerdos para la adquisición de las compañías holandesas REMU y NRE. Estas empresas, de propiedad municipal, desarrollan actividades en los negocios de distribución y suministro de gas, electricidad y vapor para calefacción urbana. El cierre de dichas transacciones se encontraba sujeto, entre otras condiciones, a la aprobación por parte del Ministerio de Asuntos Económicos holandés, antes de determinada fecha. Debido a ulteriores modificaciones de la normativa del sector eléctrico de aquel país, tal aprobación no se ha obtenido. Las partes han venido renegociando los términos de dichas adquisiciones a la vista de dichos cambios normativos, sin haber alcanzado un acuerdo definitivo dentro del plazo que se habían fijado para ello. ENDESA ha alcanzado un principio de acuerdo con los accionistas de NRE para poner término a las negociaciones. En lo que respecta a REMU, en junio de 2002 sus accionistas han comunicado a ENDESA que se consideran desvinculados de su acuerdo para la venta de REMU, sin que ello suponga renuncia de las partes a la reclamación de los perjuicios a que pudieran tener derecho.

En la actualidad, para ordenar sus líneas de negocio, ENDESA cuenta con las siguientes compañías: ENDESA Generación, ENDESA Red, ENDESA Energía, ENDESA Internacional, ENDESA Diversificación, ENDESA Servicios, y ENDESA Europa. Como Anexo I al presente Capítulo, se adjunta mapa societario en la que se recoge, en forma gráfica, la situación al 31 de diciembre de 2001.

III.7. PRINCIPALES SOCIEDADES

Se adjunta como Anexo II al presente *Capítulo* un detalle de todas las participaciones de ENDESA con sus respectivos porcentajes de participación en las mismas y datos económico-financieros, referidos al 31 de diciembre de 2001. Asimismo, las tablas que se muestran a continuación recogen, al 31 de diciembre de 2001, un mayor detalle del inmovilizado financiero de ENDESA, S.A. y de su Grupo consolidado.

? ENDESA, S.A.

El detalle del inmovilizado financiero de las cuentas anuales de ENDESA a 31 de diciembre de 2001 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

INMOVILIZADO FINANCIERO	MILLONES DE EUROS
Participaciones en empresas del Grupo	20.584
Créditos a empresas del Grupo	3
Participaciones en empresas asociadas	2.098
Créditos a empresas asociadas	-
Cartera de valores a largo plazo	5
Otros créditos, depósitos y fianzas	161
Provisiones (*)	(349)
TOTAL INMOVILIZADO FINANCIERO	22.502

(*) Incluye provisiones de Empresas del Grupo por 274 millones de euros y de Empresas Asociadas por 76 millones de euros.

El detalle de las participaciones en empresas del Grupo que figura en las cuentas anuales de ENDESA a 31 de diciembre de 2001 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

EMPRESAS DEL GRUPO	DOMIC. SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	PART. CONT. (%)	PART. DIR. (%) (1)	PART. ECON. (%)	EMPRESA DE CONTROL
ENDESA Energía, S.A.	Madrid	Com. Productos energéticos	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Generación, S.A.	Madrid	Generación energía eléctrica	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Distrib., S.A. (2)	Madrid	Distribución energía eléctrica	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
Inversiones Distrilima, S.A.	Perú	Sociedad de cartera	IG	85,00	3,05	65,44	ENDESA Internacional
International ENDESA, BV	Holanda	Gestión financ. Internacional	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Servicios, S.L.	Madrid	Prestación de servicios	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Internac., S.A.	Madrid	Activ. Internacional ENDESA	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Diversificac., S.A.	Madrid	Sociedad de cartera	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Trading, S.A.	Madrid	Operaciones de trading en España y Europa	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Net Factory, S.L.	Madrid	Desarrollo nuevas tecnolog.	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
ENDESA Financiación Filiales, S.L.	Madrid	Gestión de financiación filiales	IG	100,00	100,00	100,00	ENDESA
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	Gran Canaria	Gestión financiera	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA
Teneguía Gestión Financiera Sdad. Comand.	Gran Canaria	Gestión financiera	IG	95,72	95,72	95,72	ENDESA
Desalant, S.A.	Chile	Potabilización de agua de mar	NC	50,00	20,00	50,00	ENDESA Diversificación
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-

(1) De ENDESA, S.A. (2) En el año 2002 ha cambiado su denominación por ENDESA Red.

IG: Integración Global. NC: No consolida.

EMPRESAS DEL GRUPO	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2001	VTC	COSTE BRUTO	COSTE NETO
ENDESA Energía, S.A.	12	(10)	26	28	12	12
ENDESA Generación, S.A.	1.882	1.396	663	3.941	3.764	3.764
ENDESA Distrib., S.A. (*)	688	340	334	1.362	1.375	1.362
Inversiones Distrilima, S.A.	547	166	54	652	4	4
International ENDESA, BV	15	(4)	4	15	18	15
ENDESA Servicios, S.L.	84	(22)	3	65	112	61
ENDESA Internac., S.A.	1.316	1.751	511	3.578	3.761	3.578
ENDESA Diversificac., S.A.	540	417	(76)	881	760	760
ENDESA Trading, S.A.	2	6	(8)	-	8	-
ENDESA Net Factory, S.L.	27	(3)	(10)	14	28	12
ENDESA Financiación Filiales, S.L.	4.621	4.499	136	9.256	9.242	9.242
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	20	-	-	20	20	20

Teneguía Gestión Financiera Sdad. Comand.	1.567	-	2	1.502	1.480	1.480
Desalant, S.A.	1.285	33	(114)	602	-	-
TOTAL	-	-	-	-	20.584	20.310

(*) En el año 2002 ha cambiado su denominación por ENDESA Red.

El detalle de las participaciones en empresas asociadas que figura en las cuentas anuales de ENDESA referidas a 31 de diciembre de 2001 es el siguiente (cifras en millones de euros):

EMPRESAS ASOCIADAS	DOMIC. SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	PART. CONT. (%)	PART. DIR. (%) (1)	PART. ECON. (%)	EMPRESA DE CONTROL
Inversora Eléctrica del Pacífico	Colombia	Distribución energía eléctrica	NC	49,90	49,90	49,90	ENDESA
Red Eléctrica España, S.A.	Madrid	Transporte energía eléctrica	PE	10,00	10,00	10,00	ENDESA
Interbolsa, S.A.	Madrid	Intermediación financiera	NC	20,00	20,00	20,00	ENDESA
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	Almería	Actividad de diversificación	NC	45,00	45,00	45,00	ENDESA
Repsol-YPF, S.A.	Madrid	Sector hidrocarburos	PE	3,02	3,02	3,02	ENDESA
ENDESA Hold. Italia, S.R.L.	Italia	Sector eléctrico	PE	45,33	45,33	45,33	ENDESA
Snet, S.A.	Francia	Sector eléctrico	PE	30,00	30,00	30,00	ENDESA
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-

(1) De ENDESA, S.A.

PE: Puesta en equivalencia. NC: No consolida.

EMPRESAS ASOCIADAS	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2001	VTC	COSTE BRUTO	COSTE NETO
Inversora Eléctrica Pacífico	-	-	-	-	-	-
Red Eléctrica España, S.A.	271	414	91	78	27	27
Interbolsa, S.A.	-	-	-	-	-	-
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	0,6	-	-	-	-	-
Repsol-YPF, S.A.	1.221	12.292	1.025	439	619	548
ENDESA Holding Italia, S.R.L.	701	1.489	20	1.002	999	999
Snet, S.A.	569	(8)	20	174	453	448
TOTAL	-	-	-	-	2.098	2.022

? CUENTAS CONSOLIDADAS

El detalle del inmovilizado financiero de las cuentas anuales del Grupo ENDESA a 31 de diciembre de 2001 es el siguiente (cifras en millones de euros):

INMOVILIZADO FINANCIERO	MILLONES DE EUROS
Participaciones puestas en equivalencia	2.006
Créditos a sociedades puestas en equivalencia	342
Cartera de valores a largo plazo	652
Otros créditos	1.110
Provisiones (*)	(89)
TOTAL INMOVILIZADO FINANCIERO	4.021

(*) Incluye provisiones de Cartera de valores a largo plazo por importe de 63 millones de euros.

A continuación, se detallan las participaciones más significativas en sociedades puestas en equivalencia a 31 de diciembre de 2001 (cifras en millones de euros):

SOCIEDADES PUESTA EN EQUIVALENCIA	DOMIC. SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	PART. CONT. (%)	PART. DIR. (%)	PART. ECON. (%)	EMPRESA DE CONTROL
Auna, Oper. Telecom., S.A.	España	Telecomunicaciones	PE	27,63	27,63	28,19	ENDESA Telec.
Repsol—YPF, S.A.	España	Sector Hidrocarburos	PE	3,02	3,02	3,02	ENDESA
ENDESA H. Italia, S.R.L.	Italia	Sociedad de cartera	PE	45,33	45,33	45,33	ENDESA
Snet, S.A.	Francia	Generación energía eléctrica	PE	30,00	30,00	30,00	ENDESA
Sdad. General de Aguas de Barcelona, S.A. (Agbar)	España	Distribución y suministro de agua potable	PE	11,64	11,64	11,64	ENDESA Diversificación
Red Eléctrica España, S.A.	España	Transporte energía eléctrica	PE	10,00	10,00	10,00	ENDESA
NQF Gas SGPS, S.A.	Portugal	Sociedad de cartera	PE	49,00	49,00	49,00	ENDESA Gas
Infraestructura 2000, S.A.	Chile	Obras infraestructura	NC	60,00	60,00	23,38	ENDESA Chile
Noroeste Pacífico Generac. Energía Ltda. (Nopel)	Chile	Ciclo completo de energía eléctrica	NC	50,00	50,00	19,48	ENDESA Chile
Tejo Energía, S.A.	Portugal	Prod., transp. distrib. Energía eléctrica	PE	35,00	35,00	35,00	ENDESA Internacional
Gasoducto Cuenca Noroeste Ltda.	Chile	Transporte de gas natural	NC	50,00	50,00	19,48	ENDESA Chile
Gasoducto Atacama, Cía Ltda.	Chile	Transporte de gas natural	NC	50,00	50,00	19,48	ENDESA Chile
Yacylec, S.A.	Argentina	Transporte de energía eléctrica	PE	22,22	22,22	22,22	ENDESA Internacional
Inv. Eléctricas Quillota, S.A.	Chile	Sociedad de cartera	NC	50,00	50,00	19,48	ENDESA Chile
Otras participaciones	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-

NC: No consolida.

SOCIEDADES PUESTA EN EQUIVALENCIA	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2001	VTC	COSTE BRUTO	COSTE NETO
Auna, Operador Telecom., S.A.	1.444	1.168	(722)	522	516	516
Repsol—YPF, S.A.	1.221	12.292	1.025	439	435	435
ENDESA Holding Italia, S.R.L.	701	1.489	20	1.002	254	254
Snet, S.A.	569	(8)	20	174	174	174
Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A. (Agbar)	143	761	101	117	131	131
Red Eléctrica de España, S.A.	271	414	91	78	77	77
NQF Gas SGPS, S.A.	5	39	(1)	21	21	21
Infraestructura 2000, S.A.	62.453	(1.683)	967	37.042	64	64

Noroeste Pacífico Generación de Energía Ltda. (Nopel)	121	-	(13)	54	61	61
Tejo Energía, S.A.	50	1	86	48	48	48
Gas. Cuenca Noroeste Ltda.	106	-	(23)	41	47	47
Gasoducto Atacama, Cía Ltda.	64	-	5	34	39	39
Yacylec, S.A.	48	3	12	14	14	14
Inv. Eléctricas Quillota, S.A.	14.712	108	(58)	7.381	13	13
Otras participaciones	-	-	-	-	112	112
TOTAL	-	-	-	-	2.006	2.006

Las cifras de capital, reservas y resultados se presentan en moneda local, según se indica cuando es distinta del euro.

A continuación, se detallan las participaciones más significativas de la cartera de valores a largo plazo a 31 de diciembre de 2001 (cifras en millones de euros):

CARTERA DE VALORES	DOMIC. SOCIAL	OBJETO SOCIAL	TIPO CON.	PART. CONT. (%)	PART. DIR. (%)	PART. ECON. (%)	EMPRESA DE CONTROL
Empresa Energía de Bogotá, S.A.	Colombia	Sociedad de cartera	NC	11,00	11,00	8,25	Capital Energía, S.A. y Luz de Bogotá, Ltda.
Nueva Nuinsa, S.L.	España	Diversificación regional	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA Diversificación
ENDESA Internacional Energía Ltd.	Brasil	Sociedad de cartera	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA Internacional
Arch Coal Inc. (USD)	Estados Unidos	Producción de carbón	NC	3,11	3,11	3,11	Carboex
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	España	Sociedad de operaciones financieras	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA
Euskaltel, S.A.	España	Explot. comerc. de redes y servicios de telecom.	NC	10,00	10,00	10,91	ENDESA Telecomunicac.
AIE Ascó-Vandellós	España	Gestión, explotación y admón de c.nucleares	IP	85,41	85,41	85,41	ENDESA Generación
Lyonnaise De Aux Casablanca	Marruecos	Abastecimiento de agua	NC	18,00	18,00	18,00	ENDESA Internacional
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	España	Soluciones para transmisión de voz a través de red eléctrica	NC	15,00	15,00	15,00	ENDESA Net Factory
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza, S.A.	Brasil	Desarrollo proyecto planta de ciclo combinado	NC	100,00	51,18	82,90	ENDESA Internacional
Minas y Ferrocarriles de Utrillas, S.A.	España	Extracción de lignito negro	NC	100,00	100,00	100,00	ENDESA Generación
Minas Gargallo, S.L.	Esaña	Exlotación de yacimientos minerales	NC	99,35	99,35	99,35	ENDESA Generación
Ercasa Cogeneración, S.A.	España	Cogeneración	NC	50,00	50,00	50,00	EcyR
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	España	Ciclo completo de gas	NC	30,00	30,00	30,00	ENDESA Gas
Otras participaciones	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-

CARTERA DE VALORES	CAPITAL	RESERVAS	RDOS. 2001	VTC	COSTE BRUTO	COSTE NETO
Empresa Energía de Bogotá, S.A.	1.165.796	3.446.691	33.272	511.033	199	199
Nueva Nuinsa, S.L.	55	8	4	68	68	68
ENDESA Internacional Energía Ltd.	60	-	3	63	27	27
Arch Coal Inc. (USD)	1	563	7	18	23	23
Teneguía Gestión Financiera,	20	-	-	20	20	20

S.L.						
Euskaltel, S.A.	188	9	(39)	16	28	16
AIE Ascó-Vandellós	19	-	-	16	16	16
Lyonnaise De Aux Casablanca	800	(116)	158	152	14	14
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	1	13	-	2	13	13
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza, S.A.	Sd	Sd	Sd	Sd	10	10
Minas y Ferrocarriles de Utrillas, S.A.	4	12	2	18	9	9
Minas Gargallo, S.L.	-	-	-	-	9	9
Ercasa Cogeneración, S.A.	1	-	-	-	8	8
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	22	-	(1)	6	7	6
Otras participaciones	-	-	-	-	201	151
TOTAL	-	-	-	-	652	589

Las cifras de capital, reservas y resultados se presentan en moneda local, según se indica cuando es distinta del euro.

A continuación se detalla la participación de ENDESA en sociedades cotizadas a 31 de diciembre de 2001:

SOCIEDAD	OBJETO SOCIAL	PART.CONTROL (%)	PART. ECONOM. (%)	EMPRESA CONTROL
Repsol-YPF, S.A. (España)	Sector hidrocarburos	3,02	3,02	ENDESA
Red Eléctrica de España, S.A. (España)	Transporte de energía eléctrica	10,00	10,00	ENDESA
Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A. (España)	Distribución y suministro de agua potable	11,64	11,64	ENDESA Diversificación
Energis, S.A. (Chile)	Generación y distribución de electricidad	65,00	64,97	ENDESA Internacional
ENDESA Chile, S.A. (Chile)	Ciclo completo de energía eléctrica	59,98	38,97	ENDESA Internacional
Chilectra, S.A. (Chile)	Distribución y venta de energía eléctrica	98,24	63,82	ENDESA Internacional
Compañía Eléctrica del Río Maipo, S.A. (Chile)	Distribución de energía y servicios relacionados	98,74	64,15	ENDESA Internacional
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A. (Chile)	Ciclo completo de energía eléctrica	93,66	36,50	ENDESA Internacional
Central Costanera, S.A. (Argentina)	Generación y comercialización de energía eléctrica	51,93	20,23	ENDESA Internacional
Empresa de Distribuc. Elec. De Lima Norte, S.A. (Edelnor) (Perú)	Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica	60,00	39,26	ENDESA Internacional
Edegel, S.A. (Perú)	Generación y comercialización de energía eléctrica	63,56	14,77	ENDESA Internacional
Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro, S.A. (Cerj) (Brasil)	Producción, transporte y distribución de electricidad	79,95	58,99	ENDESA Internacional
Companhia Energética do Ceara, S.A. (Coelce) (Brasil)	Ciclo completo de energía eléctrica	58,86	45,17	ENDESA Internacional

III.8 ADQUISICIONES Y VENTAS RELEVANTES

Las tablas siguientes muestran un detalle de las inversiones financieras, desinversiones, y plusvalías del ejercicio 2001 (cifras en millones de euros) (véase *Capítulo IV, apartado IV.5.*):

? Inversiones Financieras

	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS	F.COM.(1)
Integración Global:	12	-	12	-	-	8
Chilectra, S.A.	9	-	9	-	-	7
Compañía Eléctrica del Río Maipo, S.A.	1	-	1	-	-	1
Centrais Electricas Cachoeira Dourada, S.A.	2	-	2	-	-	-
Sociedades Participadas:	2.219	229	10	1.451	529	1.166
ENDESA Holding Italia, S.R.L.	999	-	-	999	-	773
Snet, S.A.	452	-	-	452	-	284
Repsol-YPF, S.A.	194	194	-	-	-	109
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	20	20	-	-	-	-
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza, S.A.	10	-	10	-	-	-
Auna, Op. Telecomunicaciones, S.A.	498	-	-	-	498	-
Euskaltel, S.A.	10	-	-	-	10	-
Otras	36	15	-	-	21	-
Créditos	671	328	329	-	14	-
TOTAL	2.902	557	351	1.451	543	1.174

(1) Incluido en el importe de la inversión.

? Desinversiones y plusvalías

Las principales desinversiones realizadas en el ejercicio 2001 son las que se detallan a continuación (cifras en millones de euros):

DESINVERSION	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS	PLUSV. (1)
Viesgo (12,5%)	834	834	-	-	-	152
Edenor	834	-	834	-	-	494

(1) Plusvalía bruta.

En el primer trimestre de 2002, los movimientos más significativos en las inversiones financieras se detallan en el cuadro que figura a continuación (cifras en millones de euros):

INVERSION	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS	F.COM. (1)
Integración Global:	127	-	-	127	-	96,7
ENDESA Holding Italia	127	-	-	127	-	96,7
Sociedades Participadas:	259	-	-	-	259	-
Auna	196	-	-	-	196	-
Smartcom (Chile)	57	-	-	-	57	-
Euskaltel	6	-	-	-	6	-
Créditos	122	33	87	-	2	-
TOTAL	508	33	87	127	261	96,7

DESINVERSION	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS	PLUSV. (2)
Viesgo (87,5%)	1.684	1.684	-	-	-	1.066

(1) Incluido en el importe de la inversión.

(2) Plusvalía bruta.

Igualmente, ENDESA ha llegado a un acuerdo con la Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A. (Agbar) para la venta de la participación del 39,95% que poseía en la compañía de servicios de agua

Interagua. El acuerdo alcanzado incluye también la venta de participaciones que ENDESA poseía en Emasagra (12%), Agua Vega Sierra Elvira (15%) y Gestión de Aguas de Aragón (40%).

CAPÍTULO IV

ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

IV.1. ANTECEDENTES

IV.1.1. INTRODUCCIÓN

La Sociedad, que fue constituida en el año 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A., cambió su denominación social por la de ENDESA, S.A. por acuerdo de la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 25 de junio de 1997.

ENDESA desarrolla su actividad en España y en otros doce países de tres continentes en diversas áreas de actividad, entre las que destacan, además de la producción, distribución y comercialización de electricidad, que constituyen la base de su negocio, otros sectores energéticos (gas, cogeneración y energías renovables) y las telecomunicaciones.

Las acciones de ENDESA cotizan en las Bolsas españolas, en la de Nueva York y en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile.

IV.1.2. RESUMEN CRONOLÓGICO Y EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Año	
1944	✂ Creación de ENDESA el 18 de noviembre
1945/1957	✂ Construcción y puesta en marcha de la central térmica de Compostilla I en Ponferrada (León)
1961/1972	✂ Construcción y puesta en marcha de la central térmica de Compostilla II en Ponferrada (León)
1972	✂ Fusión con Hidrogalicia ✂ Adquisición de las minas de As Pontes (La Coruña) y de Andorra (Teruel)
1972/1979	✂ Construcción y puesta en marcha de la central térmica de As Pontes (La Coruña)
1976/1980	✂ Construcción y puesta en marcha de la central térmica de Andorra (Teruel)
1979/1984	Construcción y puesta en marcha de nuevos grupos en la central térmica de Compostilla II
1980/1984	✂ Construcción y puesta en funcionamiento de la central térmica Litoral de Almería, y el Puerto de Carboneras (Almería)
1983	✂ Constitución del Grupo ENDESA con la adquisición de las acciones propiedad del INI en Enher, Gesa, Unelco y Encasur
1985	✂ Firma del Acuerdo de Intercambio de Activos Eléctricos en el campo hidroeléctrico y nuclear, e incorporación de ERZ al Grupo
1986	✂ Puesta en funcionamiento de la central nuclear de Ascó II (Tarragona)
1987	✂ Puesta en funcionamiento de la planta nuclear de Vandellós II (Tarragona).
1988	✂ OPV de ENDESA, en la que el Estado reduce su participación al 75,6% de las acciones. Los títulos comienzan a cotizar en la Bolsa de Nueva York
1990	✂ Finalización de la central térmica de Escatrón (Teruel)
1991	✂ Adquisición del 87,6% de Electra de Viesgo, 40% de Fuerzas Eléctricas de Cataluña, 33,5% de Compañía Sevillana de Electricidad y 24,9% de Saltos del Nansa
1992	✂ Adquisición del 61,9% de Carboex ✂ Constitución de Elcogas ✂ Entrada en el capital de Electricidad de Argentina y Yacylec
1993	✂ Adquisición del 55% de Hecsa. ✂ Protocolo de intenciones de las compañías del Grupo sobre intercambio complementario de activos ✂ Participación en Tejo Energía (Portugal)
1994	✂ OPV de ENDESA por la que el Estado reduce su participación al 66,89% de las acciones ✂ Constitución de Compañía Peruana de Electricidad y Distrilima, con participación de ENDESA ✂ Adquisición del 11,78% de Sociedad General de Aguas de Barcelona (Agbar)

1995	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Adquisición de hasta el 100% de Hecsa por parte de Enher ✗ Adquisición del 9,7% de la distribuidora argentina de electricidad Edenor y del 7,2% de Airtel, segundo operador de telefonía móvil
1996	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Aumento de las participaciones en Fecsa y Sevillana hasta el 75% del capital ✗ Firma del Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional a partir del 1 de enero de 1998
1997	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Desdoblamiento de acciones de ENDESA en la proporción 1 a 4, quedando establecido el valor nominal en 200 pesetas ✗ OPV de un 25% del capital de ENDESA ✗ Adquisición del 31,9% del Grupo Enersis
1998	<ul style="list-style-type: none"> ✗ OPV del 33% del capital de ENDESA ✗ Reducción del 8,19% del capital de ENDESA
1999	<ul style="list-style-type: none"> ✗ ENDESA completa su consolidación corporativa mediante la incorporación de los accionistas minoritarios de sus participadas eléctricas en España al capital de ENDESA, S.A. Las respectivas Juntas Generales aprueban la fusión el 27 de abril ✗ ENDESA adquiere un 32% complementario de Enersis y se convierte en accionista de control del Grupo iberoamericano ✗ ENDESA vende su participación en Airtel
2000	<ul style="list-style-type: none"> ✗ ENDESA aumenta su participación en las distribuidoras brasileñas Cerj y Coelce hasta el 80% y el 58,9% respectivamente ✗ Constitución del holding de telecomunicaciones Auna, en el que la participación de ENDESA es del 27,8% ✗ Adquisición del 100% de Smartcom, compañía chilena de telefonía móvil ✗ Comienzo de la cotización de las acciones de ENDESA en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile
2001	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Desistimiento del proyecto de fusión con Iberdrola ✗ Venta de Edenor ✗ Entrada en el capital de la sociedad francesa Snet ✗ Adjudicación de la generadora italiana Elettrogen al consorcio liderado por ENDESA ✗ Creación de la figura del Defensor del Cliente ✗ Adjudicación de Viesgo a la empresa italiana Enel ✗ Toma de una participación del 5% en el pool francés Powernext, S.A. ✗ Inicio de la cotización de las acciones de Enersis y Endesa Chile en el Latibex
2002	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Inicio de la construcción de una central de ciclo combinado en Fortaleza, Brasil ✗ Integración de las compañías distribuidoras en España ✗ Adquisición a SCH del 5,7% de ENDESA Italia ✗ Transferencia de sociedades participadas en Europa y Norte de África a ENDESA Europa ✗ Venta de Interagua y otras participaciones en el negocio de agua ✗ Firma de un acuerdo de colaboración con la Comisión Federal de Electricidad de Méjico

IV.1.3. MARCO REGULATORIO

✗ MARCO REGULATORIO EN ESPAÑA

La base del marco regulatorio del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y la normativa que la desarrolla, que reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico mediante la introducción de criterios de competencia.

En concreto, en los Reales Decretos que se detallan a continuación:

- R.D. 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otros.
- R.D. 2617/1996, de 20 de octubre, sobre autorización de instalaciones técnicas.
- R.D. 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998.
- R.D. 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- R.D. 2018/1997, de 26 de diciembre y modificaciones de 26 de abril de 2002, sobre reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.

- R.D. 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica y Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 y de 29 de diciembre de 1997.
- R.D. 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del sector eléctrico.
- R.D. 2020/1997, de 26 de diciembre, de régimen de ayudas a la minería.
- R.D. 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- R.D. 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- R.D. 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes.
- R.D. 2821/1998, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1999.
- R.D. 277/1999, de 25 de febrero, sobre separación jurídica de actividades.
- R.D.L. 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de la competencia.
- R.D. 1464/1999, de 17 de septiembre, sobre actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear.
- R.D. 1836/1999, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas.
- R.D. 2066/1999, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2000.
- R.D. 277/2000, de 25 de febrero, por el que se establece el procedimiento de separación jurídica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.
- R.D.L. 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios.
- Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000 por la que se establece para el año 2000 y siguientes, la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.
- R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- R.D. 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001.
- R.D.L. 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 sobre régimen de los CTC, convalidado por la Ley 9/2001 de 4 de junio.
- R.D.L. 1164/2001, de 26 de octubre, sobre tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- R.D.L. 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

Los aspectos más significativos que establece la Ley del Sector Eléctrico y normativa posterior, son los siguientes:

- La producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia, basado en un sistema de ofertas de energía eléctrica realizadas por los productores y un sistema de demandas formulado por los consumidores que ostenten la condición de cualificados, por los distribuidores y los comercializadores.
- La comercialización a consumidores cualificados se desarrolla también en régimen de libre competencia.
- Las actividades de transporte, distribución (incluyendo a clientes no cualificados), la gestión económica y la gestión técnica del sistema, tienen carácter de actividades reguladas, y su retribución se establece reglamentariamente dentro del expediente anual de tarifas que son únicas en todo el territorio nacional.
- Las tarifas de suministro y las tarifas de acceso son reguladas y únicas en todo el territorio nacional.
- Se establece la liberalización gradual del suministro para consumidores cualificados. Al 31 de diciembre de 2001 están cualificados para elegir suministrador o acudir directamente al mercado de producción todos los consumidores cuyos suministros se realicen a tensiones superiores a 1.000

voltios o consuman más de 1 GWh al año; está prevista la liberalización de todos los consumidores el 1 de enero del año 2003.

- La Ley 54/1997 reconoce la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo para las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que, al 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico. Los importes máximos y las condiciones para su recuperación están establecidos en el Real Decreto Ley 2/2001.

Para los territorios insulares y extrapeninsulares (Islas Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) se reconoce en el artículo 12 de la Ley 54/1997, modificado por la Disposición Adicional Décimo Séptima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector Hidrocarburos, un régimen singular que atenderá a las especificidades de estos territorios. Entre estas especificidades, se reconoce la posibilidad de que la producción quede excluida del sistema de ofertas y de que determine un concepto retributivo adicional, que se integrará en el conjunto del sistema (con la calificación de coste permanente) en la medida en que no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales.

Al día de hoy, no existe aún un desarrollo concreto de este precepto legal, siendo previsible su publicación a lo largo del año 2002. Desde 1998, la tarifa eléctrica incluye un coste permanente por extrapeninsularidad en términos de estimación (no justificada) por el Ministerio.

Los aspectos más relevantes acontecidos en los años 2000 y 2001 son los que se detallan a continuación:

La tarifa eléctrica

El Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, redujo en un 4% la tarifa eléctrica de 2001 para los consumidores domésticos. Esta reducción supuso un descenso global del precio medio de la electricidad del 1,52% para el conjunto del año.

A su vez, el Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, mantuvo las tarifas eléctricas domésticas para el 2002 e incrementó en un 1% por término medio las restantes. De esta forma, se interrumpió la trayectoria de reducción de tarifas eléctricas que venía registrándose desde 1996. Así, el precio medio global de la electricidad para 2002 se incrementó en un 0,321% en términos nominales, lo que supone una reducción del 2,38% en términos reales. Tras esta última modificación de las tarifas, el precio medio de la electricidad ha registrado en España una disminución acumulada del 16,9% en términos nominales y del 30,9% en términos reales entre 1996 y 2002.

Las medidas liberalizadoras

El 23 de junio de 2000, el Gobierno aprobó el Real Decreto-Ley 6/2000, que contiene un amplio conjunto de medidas regulatorias cuyo objetivo es promover un avance en los procesos de liberalización y competencia de diversos sectores económicos. Este Real Decreto-Ley ha tenido un fuerte impacto regulatorio sobre el sector eléctrico en cuestiones tales como las tarifas eléctricas, la normativa aplicable a los agentes del sistema, el desarrollo de nueva capacidad y los ingresos. En relación con las tarifas, ha establecido una reducción máxima de las domésticas de hasta un 9% en el período 2000-2003 en función de la evolución de determinados factores.

Respecto de la organización del mercado, esta norma ha autorizado a los comercializadores a suscribir contratos con agentes externos o con productores en régimen especial, es decir, los que producen electricidad mediante instalaciones de cogeneración o de energías renovables, para satisfacer demandas de sus clientes o para vender la producción contratada en el mercado mayorista.

Otras medidas del Real Decreto-Ley fomentan la participación de la producción en régimen especial en el mercado, permitiendo que los productores acogidos a este régimen vendan su energía directamente al mercado mayorista o a clientes cualificados. A este respecto, un determinado segmento de la producción en régimen especial ya está obligado a vender su producción en el mercado mayorista.

Además, establece que los productores nacionales no podrán suscribir contratos con comercializadores para la venta de electricidad a clientes internos hasta el año 2003, y, por lo que se refiere a la capacidad de elección de suministrador, dispuso el adelanto de la apertura total del mercado eléctrico al 1 de enero de 2003 de modo que, en esa fecha, todos los consumidores podrán elegir suministrador o acudir directamente al mercado mayorista para adquirir electricidad.

En este sentido, desde el 1 de julio de 2000, la condición requerida para poder elegir suministrador es recibir el suministro a una tensión superior a 1 kV o consumir más de 1 GWh al año, lo que cumplen más de 50.000 puntos de suministro que suponen un 53% del mercado.

El Real Decreto-Ley fijó límites al desarrollo de nueva capacidad instalada para las empresas que superaban una determinada cuota de generación en el año 2000. En el caso de ENDESA, la medida implica que la Empresa no podría incrementar su capacidad en la península hasta el año 2005. No obstante, esta limitación no afecta a los proyectos en curso que ya habían superado la autorización administrativa o a los que puedan plantearse en el futuro para sustituir potencia que sea retirada del servicio. En su caso, queda también por determinar los efectos de la venta de Viesgo sobre esta disposición.

Finalmente, el Real Decreto-Ley redujo la retribución por Garantía de Potencia de 0,006912 Euros/kWh a 0,004808 Euros/kWh, junto con el establecimiento de determinadas condiciones de funcionamiento para su devengo.

Los Costes de Transición a la Competencia (CTC)

La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 reconoció el derecho a percibir determinados importes máximos en concepto de Costes de Transición a la Competencia (CTC) a las empresas titulares de instalaciones de generación que estaban acogidas al Real Decreto 1538/87, a fin de que recuperen parte de las inversiones realizadas en instalaciones de producción antes de la aprobación de la Ley, en la medida en que esa recuperación no pueda producirse a través de los ingresos del mercado.

El régimen de tratamiento de los CTC, establecido inicialmente en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley del Sector Eléctrico, fue modificado por el artículo 107 de la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, y ha vuelto a serlo por el Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero.

De acuerdo con este último, el valor máximo de los CTC a 31 de diciembre de 1997 ha quedado fijado en 10.438 millones de euros, distribuidos entre un valor máximo de 8.664 millones de euros en concepto de costes de transición a la competencia tecnológicos, y un valor máximo de 1.775 millones de euros en concepto de incentivos al consumo de carbón autóctono.

La recuperación de los CTC se producirá durante un período máximo que llegará hasta el año 2010 durante el cual el Gobierno podrá establecer anualmente el importe máximo que alcanzará dicha retribución, con la distribución correspondiente entre las empresas. Si el coste medio de generación de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación al que se refiere el artículo 16.1 de la Ley del Sector Eléctrico resultara superior a 0,036061 Euros/kWh en promedio anual, este exceso se deduciría del valor actual de los CTC antes citado.

Otro de los cambios relevantes introducidos por el Real Decreto-Ley 2/2001 en el régimen de recuperación de los CTC ha sido la supresión de la afectación a tal fin de un 4,5% de la recaudación procedente de la tarifa, que estaba destinado a asegurar la recuperación de un determinado volumen de los mismos, y su sustitución por un importe anual que el Gobierno fijará al establecer la tarifa de cada año. Con esta supresión, la totalidad de los CTC ha pasado a recuperarse a través del denominado método de diferencias, si bien el período de recuperación se ha extendido hasta el año 2010.

Además, el Real Decreto-Ley establece que, si una sociedad transmite instalaciones de generación con derecho a CTC, se procederá a transmitir igualmente el derecho de cobro de los CTC asignados a la instalación. En consecuencia, los saldos pendientes por los derechos de cobro de los CTC asignados a esas instalaciones serán deducidos de la sociedad vendedora y acreditados a la sociedad compradora.

En el caso de que esas instalaciones sean vendidas por un precio superior a un valor de referencia a fijar por la Administración (en principio, el coste que fue tenido en cuenta para calcular, a 31 de diciembre de 1997, los CTC tecnológicos asignados a las mismas), la diferencia será deducida del saldo pendiente de cobro por esos derechos de la sociedad vendedora.

Finalmente, la Dirección de la Competencia de la Comisión Europea emprendió a mediados de 1999 un análisis preliminar del régimen establecido en la legislación española con respecto a los CTC por si éstos pudiesen constituir ayudas de Estado no compatibles con el Tratado. Debido a la magnitud y complejidad del problema, el dictamen final no se produjo hasta el 25 de julio de 2001, fecha en la cual la Comisión Europea aprobó el esquema de los CTC españoles. Con esta decisión se cerró definitivamente cualquier incertidumbre sobre la compatibilidad de los CTC españoles con la legislación comunitaria.

Tras la fusión de ENDESA con sus filiales eléctricas en el año 1999, la práctica totalidad de los derechos de cobro por retribución fija por tránsito a la competencia quedaron en ENDESA, S.A. siendo, por tanto, ésta la única entidad perceptora de CTC del Grupo, excepto por la parte correspondiente a primas por consumo de carbón, cuyo derecho corresponde a ENDESA Generación. Al ser ENDESA, S.A. la perceptora de los CTC, es también la sociedad del Grupo que sume la imputación del déficit de tarifas.

Déficit de ingresos de actividades reguladas

A partir del año 2000, los ingresos por aplicación de las tarifas de suministro y de acceso declarados por las empresas distribuidoras, no han resultado suficientes para atender los costes de las actividades reguladas, una vez satisfechos los costes de adquisición de la energía en el mercado y las compras a los productores en régimen especial. Los costes regulados son los de las actividades de transporte y distribución y, desde junio de 2000, las primas al carbón. El origen de este déficit se encuentra en el desajuste entre las previsiones del coste de la energía en el mercado mayorista, que sirve de base para la determinación de las tarifas eléctricas, y el coste real de adquisición.

Para resolver esta situación, la Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000 estableció que las aportaciones de fondos para cubrir el déficit en ese año y en los siguientes, deberán ser realizadas por las empresas generadoras con derecho al cobro de CTC, mediante una fórmula de asignación individual que tiene en cuenta los CTC recuperados por cada empresa a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al momento de la imputación, una vez considerados como CTC recuperados los ingresos del mercado en exceso sobre 6 Ptas./Kwh. Las cantidades aportadas por este concepto serán incorporadas al saldo de los CTC pendientes de recuperar por cada empresa.

Como resultados de las liquidaciones practicadas por la CNE, se ha producido déficit en los años 2000 y 2001 (hasta la liquidación 14) y, previsiblemente, en el año 2002.

Transporte, distribución y comercialización

El Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, sobre tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, aprobó una nueva estructura de tarifas de acceso más simplificada, suprimiendo las que tenían un carácter específico. Todo ello facilitará su aplicación y la posibilidad de ejercer la condición de cualificados a todos los clientes desde el 1 de enero de 2003.

El Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, que estableció la tarifa eléctrica para 2001, determinó la retribución global de la actividad de distribución para los años 2000 y 2001, congelando para estos años la cuota retributiva de cada empresa distribuidora. Sin embargo, la Orden Ministerial de 27 de diciembre de 2001 interpreta el mencionado Real Decreto de modo que reduce la cuota de distribución de ENDESA en los años 2000 y 2001 en 0,13% y 0,25% respectivamente.

Adicionalmente, el Real Decreto 1483/2001 que establece la tarifa para el año 2003, reasigna las cuotas de distribución de las empresas, fijándola en el 40,12% (en el que ya está descontada la correspondiente a Viesgo Distribución). La asignación a futuro de la retribución de Endesa Distribución

está pendiente de la regulación definitiva de la retribución de la actividad a la que el Ministerio de Economía se ha comprometido.

Regulación de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares

La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía trabajó a lo largo de 2001 en la nueva regulación eléctrica de los sistemas insulares y extrapeninsulares, cuyo desarrollo está pendiente desde la promulgación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Las propuestas elaboradas fueron puestas en conocimiento de las empresas y de las Comunidades Autónomas afectadas y se encuentran en estos momentos en fase de negociación, en virtud de lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 54/1997, modificado por la Disposición Adicional decimoséptima de la Ley 34/1998, de hidrocarburos. El Ministerio de Economía ha manifestado su intención de publicar esta regulación antes de finalizar el ejercicio 2002.

Como resultado del avance en esta regulación, el Real Decreto que fijó la tarifa eléctrica para 2002 estableció una compensación provisional para estos sistemas un 55 por ciento mayor que la de 2001, a pesar de que no incluye todavía el reconocimiento de las inversiones en instalaciones recientemente puestas en servicio en ellos.

Sector del gas en España

El proceso de liberalización del mercado español de gas natural se basa fundamentalmente en la Ley de Hidrocarburos 38/1998. Las novedades regulatorias registradas en los años 2001 y 2002 como desarrollo de la Ley han ido encaminadas a incrementar la competencia en ese mercado, si bien con un ritmo y grado claramente menores a los que se están aplicando en el sector eléctrico.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector de gas natural que contempla los siguientes aspectos básicos:

- ? Se consideran actividades reguladas y, por tanto, incluidas en el procedimiento liquidatorio las de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución.
- ? Se regula el acceso de terceros a la red gasista, bajo los principios de libre acceso, objetividad y transparencia.
- ? Se diseña un sistema de tarifas, peajes y cánones basado en costes, con el fin de imputar a cada consumidor los costes en que incurra el sistema.
- ? El sistema de peajes y cánones propuesto establece un peaje único para el transporte y la distribución, independiente de la distancia y en función de la presión a la que estén conectadas las instalaciones del consumidor y del volumen anual de gas consumido.
- ? En cuanto a las tarifas, se opta por un sistema basado en costes y su estructura mantiene un paralelismo con la estructura de peajes de transporte y distribución, ya que se abandona el sistema de usos y se aplica una estructura basada en niveles de presión y volumen de consumo.

La Orden Ministerial de 29 de junio de 2001 desarrolló el Real Decreto-ley 6/2000 sobre la aplicación del gas natural procedente del contrato suscrito con Argelia. Su objetivo era reservar a los comercializadores una parte del gas recibido por gasoducto para que se destine a clientes elegibles que estuviesen anteriormente en el mercado regulado, a fin de promover la apertura del mercado y facilitar la consolidación de empresas comercializadoras. Su contenido básico es:

- ? Apertura de un 25 % del contrato de gas con Argelia.
- ? Los comercializadores no podrán vender este gas a aquellos clientes cualificados que pertenezcan al mismo grupo empresarial que el comercializador.
- ? Se traslada a sus adjudicatarios la cláusula "take or pay" que existía en el contrato original.

Como desarrollo de lo dispuesto en el Real decreto 949/2001, con fecha 18 de febrero de 2002 se han publicado las siguientes Ordenes Ministeriales:

- ? Orden Ministerial ECO/301/2002, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.
- ? Orden Ministerial ECO/302/2002, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización.
- ? Orden Ministerial ECO/303/2002, por la que se establecen lospeajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

El efecto de estas disposiciones sobre las actividades de ENDESA puede resumirse en un incremento del coste de acceso a la red de gas natural de los ciclos combinados y una muy leve reducción de la retribución de las actividades reguladas que desarrolla ENDESA Gas.

ENDESA considera que la regulación del sector del gas natural debe avanzar en el sentido de aumentar la competencia, favorecer el acceso a las infraestructuras sin discriminación, la dotación de la capacidad necesaria y la liberalización de los clientes domésticos en el año 2003.

☞ MARCO REGULATORIO EN LATINOAMÉRICA

En los países de Latinoamérica en los que ENDESA opera, existen distintas regulaciones, cuya principales características se explican a continuación:

Generación

Se trata en general de mercados liberalizados en los que, sobre los planes indicativos de las autoridades, los agentes privados adoptan libremente las decisiones de inversión. En general existe el despacho centralizado basado en costes variables de producción que, dependiendo de cada país, están parcialmente dolarizados. Estos costes variables determinan el precio marginal de generación, excepto en Colombia, donde el despacho se basa en precios ofertados.

Distribución

El precio de venta a clientes no liberalizados es regulado y se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución, que también en algunos casos se encuentra vinculado a la evolución del dólar. En Argentina, Chile y Perú, el precio de compra de la distribuidora está asociado al coste marginal de generación. En Brasil el precio de compra es regulado, y actualmente se presentan dos casos de precios fijados por la autoridad. El primero corresponde al aplicado a los contratos aprobados por la autoridad y que se conocen con el nombre de "contratos iniciales" y el segundo corresponde al "valor normativo", que es un precio de referencia fijado por la autoridad para diferentes tecnologías y que representa un valor límite traspasable por la distribuidora a sus clientes regulados. En Colombia el precio de compra se negocia directamente con los generadores, pero el traspaso al cliente final lleva una señal de eficiencia del conjunto de las distribuidoras al pactar estos precios con la generadoras.

Clientes Liberalizados

Los límites para contratar libremente el suministro en cada país, son los siguientes:

PAIS	MW (MINIMOS)
Chile	2,0
Argentina	0,03
Colombia	0,1
Perú	1,0
Brasil	3,0

Límites a la integración y concentración

En general la integración vertical se permite si las actividades están separadas contablemente. En Argentina, no obstante, hay restricciones para que generadores o distribuidores puedan ser accionistas mayoritarios de empresas transportistas, En Perú para ello se requiere un permiso de la autoridad para aquellas empresas que, teniendo más del 5% de un determinado segmento del negocio, deseen entrar a

la propiedad de una empresa en otro segmento. En Colombia, aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 no pueden estar integradas verticalmente.

En cuanto a la concentración, en Argentina no existe un límite preciso para la concentración horizontal. La Ley sólo se limita a defender las condiciones de competencia, prohibiendo expresamente la realización de actos que impliquen competencia desleal o abuso de una posición dominante en el mercado. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

En Brasil existen límites de concentración tanto para la generación como para la distribución, tanto a nivel nacional como por subsistema eléctrico. A nivel nacional se permite una concentración de 20% en ambos segmentos; por subsistema eléctrico el límite es 35% en los subsistemas Norte y Nordeste y 25% en los subsistemas Sur-Sudeste y Centro-Oeste.

En Perú, por su parte, no existe límite a la concentración, sólo se exige obtener el permiso de la autoridad para la adquisición de alguna otra compañía cuando, incluida ésta, se supere el 15% en el segmento respectivo. En Chile actualmente no hay límite.

Acceso a la red

En Argentina, Brasil, Colombia y Perú el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso son regulados por las autoridades. En Chile el acceso y precio de acceso a la red de transmisión son libremente negociados sobre la base de un procedimiento normado.

A continuación se detallan, por países, los aspectos regulatorios más significativos:

Chile

- **Sistemas eléctricos:** existen 4 sistemas eléctricos que no están interconectados entre sí. El principal, es el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre la región donde se concentra sobre el 90% de la población nacional. El segundo sistema en relevancia es el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre la zona norte del país, donde están ubicados principalmente los grandes centros de explotación minera. Los otros dos sistemas están ubicados en sur del país, zonas sin grandes consumos.
- **Normativa:** el instrumento principal es la Ley Eléctrica DFL N°1 de 1982. Se ha presentado una propuesta de Ley Eléctrica al Parlamento ("Ley Corta") en el mes de Mayo del presente año. El objetivo es modificar los temas relacionados con el pago por el uso de las redes de transporte y la aplicación de mecanismos específicos para remunerar los servicios complementarios y crear un mercado específico para los mismos.
- **Actividades:** actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte y distribución de electricidad que están separadas jurídicamente. Las empresas productoras y las distribuidoras pueden realizar el suministro a los consumidores elegibles, que son los que poseen una demanda superior o igual a 2,000 [kW]. La producción, el transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. El suministro a los clientes elegibles está liberalizado.
- **Tarifas:** Las tarifas a cliente regulado se fijan cada 4 años como la suma de los precios de generación (precio nudo (node prices)) y el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD reconoce los costes normales de operación, así como la remuneración de un valor standard de la inversión.
- **Entidades:** las principales entidades son:
 - El Ministerio de Economía, fija los precios regulados, tanto a nivel de distribución como a nivel de generación, otorga las concesiones definitivas y dirime los desacuerdos que se producen al interior de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).
 - La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo técnico con rango de ministerio que elabora y coordina los planes, políticas y normas por las que debe regirse el sector

energético nacional, asesora a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía y conduce los estudios técnicos para la determinación de los precios regulados.

- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), es el organismo fiscalizador.
- Los CDEC, se encuentran constituidos por generadores y transmisores y tienen la misión de coordinar la operación de los sistemas interconectados garantizando la seguridad de servicio, su operación a mínimo costo y el derecho a servidumbre sobre líneas de transporte. Además deben valorizar las transferencias de energía y potencia entre sus integrantes. A la fecha están constituidos los CDEC del Sistema Interconectado Central y Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC-SIC y CDEC-SING respectivamente.
- Limitaciones a la propiedad: no existen límites máximos de participación relacionados con la integración vertical u horizontal.

Colombia

- Sistemas eléctricos: existe un sistema eléctrico principal denominado SIN (Sistema Interconectado Nacional) y otros sistemas aislados que proveen electricidad a zonas rurales.
- Normativa: los instrumentos normativos básicos son la Ley N°142 de 1994 (de Servicios Públicos Domiciliarios) y la Ley N°143 de 1994 (Ley Eléctrica). La regulación detallada del sector, se encuentra dada por resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad, separadas jurídicamente. Tanto distribuidores como comercializadores están habilitados para vender electricidad a clientes elegibles y no elegibles. Los clientes elegibles son aquellos con una demanda máxima superior a los 100 [kW]. El transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. La compra destinada a clientes no elegibles no está regulada, sin embargo si lo está el pass-through de estas compras a la tarifa. La venta a los clientes elegibles es una actividad liberalizada.
- Tarifas: la tarifa a cliente regulado se fijan por periodos de 5 años (la última en 1998), según los costes medios reconocidos para la actividad de distribución y dependiendo de los niveles de tensión.
- Entidades: las principales entidades son:
 - Ministerio de Minas y Energía (MME), se orienta fundamentalmente a definir y mantener las condiciones para el adecuado funcionamiento del mercado, para lo cual posee facultades reguladoras y de planificación indicativa.
 - Ministerio de Desarrollo Económico (MDE), ente fiscalizador.
 - Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), depende del MME y canaliza sus facultades reguladoras. Su directorio (lo preside el Ministro de Minas y Energía) está compuesto por 8 miembros de los cuales 3 son representantes de gobierno y 5 corresponden a expertos independientes. Las decisiones en el seno de esta entidad se toman por mayoría, aunque se requiere el voto favorable de uno de los miembros del Gobierno.
 - Consejo Nacional de Operación (CNO), su función principal es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica. En el CNO hay representantes de generación, distribución y transporte.
 - Centro Nacional de Despacho (CND), organismo que, coordinadamente con los Centros Regionales de Despacho (CRD), se encarga de la planificación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión, en el corto plazo.
- Limitaciones a la propiedad: la concentración horizontal se encuentra limitada a los siguientes porcentajes. Generación: 25% de capacidad nominal del sistema (se consideran las interconexiones

internacionales), comercialización: 25% de las ventas de energía a usuarios finales en el SIN y distribución: 25% de energía distribuida a usuarios finales en el SIN. Para calcular el porcentaje de participación de una empresa, se consideran las participaciones de mercado logradas producto de propiedades directas e indirectas en empresas agentes del mercado. Adicionalmente, el gobierno establece una Franja de Potencia que determina la máxima capacidad que puede controlar una empresa generadora en el país. Para 2002 esta franja ha sido fijada en 4,250 [MW].

Respecto de la integración vertical, las Empresas de Servicio Público (ESP) constituidas con anterioridad a la Ley N°143, que ya se encontraban integradas verticalmente a la fecha de promulgación de dicha ley, pueden continuar integradas pero con contabilidades separadas por tipo de negocio.

Por otro lado, para las ESP constituidas con posterioridad a la vigencia de la mencionada ley, pueden desarrollar simultáneamente las actividades de Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización respectivamente. Adicionalmente para estas empresas, se ha establecido que no está permitida la integración (o existen limitaciones) para las actividades de Generación - Transmisión, Generación - Distribución, Transmisión - Distribución y Transmisión - Comercialización. Para el caso puntual de integración entre generadores y distribuidores, ésta se permite mientras la participación de una empresa, sea la distribuidora o la generadora, en el capital social (aplicable en ambos sentidos) de la otra no supere el 25%. No existe impedimento para la participación estatal en cualquiera de las actividades del Sector.

Argentina

- Sistemas eléctricos: existen 2 sistemas eléctricos que no están interconectados entre sí. El principal es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) donde se encuentra cerca del 96% de la potencia instalada en el país. El otro es el Sistema Patagónico ubicado en la zona austral del país. Actualmente existe un proyecto para interconectar ambos sistemas mediante una línea de 500 [kV].
- Normativa: el instrumento principal es la Ley N°24,065 (Régimen de la Energía Eléctrica) vigente desde 1992. La normativa específica de operación del Mercado Mayorista está contenida en los procedimientos de CAMMESA.
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad que están separadas jurídicamente. Existen tres categorías de clientes elegibles, los Grandes Usuarios Mayores (GUMA) (demanda máxima mayor o igual a 1000 [kW] y consumo mínimo de energía de 4.38 [GWh]), los Grandes Usuarios Menores (GUME) (demanda máxima mayor o igual a 30 [kW] y menor a 2000 [kW]) y los Grandes Usuarios Particulares (GUPA) (demanda máxima mayor o igual a 30 [kW] y menor a 1000 [kW]), clientes que pueden negociar libremente sus contratos de suministro. Los GUMA tienen la obligación de contratar como mínimo el 50% de su demanda, pudiendo comprar el resto en el mercado spot. Los GUME y GUPA deben contratar el 100% de su demanda. La producción, el transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. El suministro a clientes elegibles se encuentra liberalizado.
- Tarifas: las tarifas a clientes regulados se fijan cada 4 años como suma de los costes de generación (mercado mayorista) y los costes de distribución, que tratan de reflejar los costes marginales de la red.
- Entidades: los principales organismos son los siguientes.
 - La Secretaría de Energía (SE), dicta resoluciones que establecen los procedimientos del despacho de carga y las transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
 - El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es un organismo autárquico, responsable de controlar el cumplimiento de las obligaciones dispuestas en los contratos de concesión de transporte y distribución, otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional y del cumplimiento de las normas del marco regulatorio en general. A esos efectos dicta las

- correspondientes resoluciones que le permiten implementar los mecanismos de control necesarios, aplicar las sanciones, aprobar las tarifas que aplican los concesionarios, etc.
- La Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) está encargado de la administración del MEM en función de normativas emanadas de la Secretaría de Energía (realiza el despacho de cargas y liquida las transacciones económicas de energía y potencia).
 - Limitaciones a la propiedad: los transportistas titulares de una concesión no pueden comprar ni vender energía eléctrica. Los generadores, distribuidores o grandes usuarios no pueden ser propietarios ni accionistas mayoritarios de un transportista. Para que dos o más transportistas o distribuidoras puedan fusionarse, deben obtener autorización del Ente Regulador (ENRE), como también para que un distribuidor o transportista compre acciones de otro distribuidor o transportista respectivamente. El comercializador puede vender hasta un 5% de la demanda de energía anual del mercado eléctrico.
 - Emergencia económica: en enero de 2002 se aprobó la Ley N°25,561, de emergencia pública y de reforma del régimen cambiario que, sin derogar la legislación específica del sector, introduce cambios sobre el funcionamiento global de la economía. Esta norma establece que las tarifas de los servicios públicos y de los contratos locales son en moneda argentina (pesificación) y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos de concesión con las empresas privatizadas. Este último proceso está en marcha y debiera finalizar entre Julio y Agosto del presente año.

Brasil

- Sistemas eléctricos: Existe un solo gran sistema denominado Sistema Interconectado Nacional (SIN) formado por las empresas de las regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y parte de la región norte . Adicionalmente existen otros pequeños sistemas eléctricos aislados.
- Normativa: la normativa se compone como una suma de artículos de la Constitución, leyes complementarias y ordinarias y otras procedentes del Ministerio de Minas y Energía. Las líneas principales de la modernización del sector eléctrico están dadas por la Ley N°8,987 de 1995, la Ley N°9,074 de 1995 (ambas relativas a las concesiones de servicios públicos), la Ley N°9,427 de 1996, que crea ANEEL y la Ley N°10,433 de 2002 (reestructura el Mercado Atacadista de Energía - MAE).
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización de electricidad (esta última con muy poco desarrollo aún) las cuales están separadas jurídicamente. Los clientes elegibles actualmente son aquellos con una demanda máxima superior o igual a 3,000 [kW]. De acuerdo al modelo de desregulación del sector eléctrico establecido en 1995, los “contratos iniciales” separan los contratos que mantenían en el pasado las distribuidoras con sus generadores, en tres contratos, un contrato de compra y venta de energía, un contrato de uso del sistema de transmisión y un contrato de conexión. La energía de estos contratos disminuirá en un 25% anual a partir de 2003 y estos bloques comenzarán a licitarse públicamente. La producción, el transporte, la distribución y la venta de electricidad a clientes no elegibles se encuentra regulada. La venta a clientes elegibles está liberalizada.
- Tarifas: el sistema tarifario a cliente regulado se basa en un sistema de tarifas máximas que son fijadas en el momento en el que se otorga el contrato de concesión de distribución, y son revisados con periodicidad anual de acuerdo con ANEEL.
- Entidades: los principales organismos son los siguientes.
 - Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), ente que regula fiscaliza y además tiene el poder de dar concesiones. Depende del Ministerio de Minas y Energía (MME) y opera descentralizadamente en materia de fiscalización y gestión administrativa, delegando en Agencias en cada estado.
 - Operador Nacional del Sistema (ONS), empresa privada sin fines de lucro, conformada por titulares de concesiones y clientes elegibles (miembros con derecho a voto) y por

- representantes de los consumidores (miembros sin derecho a voto), cuya principal función es la de coordinar y controlar la operación de la generación y la transmisión en el SIN.
- Mercado Atacadista de Energía (MAE), entidad sometida a la regulación de ANEEL que procesa todas las actividades comerciales de compra y venta de energía eléctrica por medio de contratos bilaterales y transacciones de corto plazo.
 - Limitaciones a la propiedad: en Brasil, no se restringe directamente la participación en la propiedad de las empresas. La única limitación a la integración vertical en el sector afecta a los sectores generación - distribución y comercialización (sin incluir transmisión), y se deriva de una restricción de autosuministro contenida en la Resolución 278 de 2000, que impide suministrar más del 30% del mercado cautivo con energía producida o comercializada por un mismo agente (independiente de si participa a través de distintas empresas). En la práctica no ha comenzado a operar pues en el contexto de los contratos iniciales no rige, y su importancia será gradualmente mayor en la medida que se liberen bloques de dichos contratos. No se plantea ninguna restricción a la participación en transmisión, dado que se considera un negocio completamente regulado y operado por un ente independiente (ONS), lo que haría innecesaria una restricción de integración.
 - Cambios Regulatorios en Brasil: durante el primer trimestre de 2002, el gobierno brasileño, propuso un conjunto de medidas cuyo propósito es realizar una optimización del marco regulatorio del sector eléctrico. Estas medidas apuntan a mejorar la competencia, incrementar la seguridad y la calidad del servicio e incentivar las inversiones privadas en el sector. Actualmente se está desarrollando un proceso de análisis y discusión de las medidas entre el gobierno y los agentes que operan el mercado.

Perú

- Sistemas eléctricos: existe un sistema eléctrico principal denominado SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) y otros sistemas aislados que proveen electricidad a zonas rurales.
- Normativa: los principales instrumentos normativos son la Ley N°25,844 de 1992 (de Concesiones Eléctricas) y la Ley N°26,876 de 1997 (Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico).
- Actividades: actualmente se desarrollan las actividades de producción, transporte y distribución de electricidad, separadas jurídicamente. Las empresas productoras y las distribuidoras pueden comercializar la energía suministrada a los consumidores elegibles. El umbral de elegibilidad está en los 1,000 KW. El transporte, la distribución y la venta a clientes no elegibles son actividades reguladas. El suministro a los clientes elegibles está liberalizado. L
- Tarifas: las tarifas a clientes regulados se fijan cada 4 años (la última fue en el 2001) a partir de un Valor Agregado de Distribución (VAD) teniendo en cuenta los costes de distribución de una empresa modelo eficiente y calculados para diferentes niveles de tensión y sectores de actividad.
- Entidades: las principales entidades son:
 - El Ministerio de Energía y Minas (MEM), define las políticas energéticas del país, regula temas relativos al medioambiente, otorga, supervisa y puede dar término a concesiones de generación, transmisión y distribución.
 - El Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG), es el ente regulador y fiscalizador. Está adscrito a la Presidencia eel Consejo de Ministros.
 - El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), es quien efectúa el despacho centralizado. Opera el mercado spot y el de transferencias de potencia. Liquidada transferencias de energía y potencia. El directorio está conformado por ocho representantes de los generadores con más de un 1% de la capacidad instalada del sistema y que comercialicen más del 15% de su energía producida, más un representante del sistema principal de transmisión. Se restringe la participación en el directorio de cada grupo económico a un máximo de 2 miembros.
 - La Comisión Anti-Monopolio depende del Instituto de Defensa al Consumidor y la Propiedad Intelectual, INDECOPI.

- Limitaciones a la propiedad: se requiere de autorización para celebrar actos de concentración horizontal en los segmentos de generación, transmisión y distribución, que impliquen una propiedad mayor o igual al 15% del mercado. En el caso de la concentración vertical se requiere autorización cuando previa o posteriormente al acto de concentración, se posea un porcentaje mayor o igual al 5% en cualquiera de los segmentos mencionados.
- Reforma de Segunda Generación del Sector Eléctrico: el Ministerio de Energía y Minas ha comenzado un proceso de discusión, incluyendo a los agentes del sector, reguladores y representantes de los consumidores, para estudiar posibles modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico. La agenda de la discusión considera aspectos tendientes a consolidar la reforma del sector, potenciar la inversión privada, mejorar la eficiencia económica (dentro de este aspecto se discuten mejoras a los procesos de fijación tarifaria) y finalmente tópicos de corte más técnico.

IV.2. ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL EMISOR

La actividad eléctrica de ENDESA se centra especialmente en España, Iberoamérica y zonas del arco europeo mediterráneo. Concretamente, realiza actividades de producción de electricidad en España, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Brasil, Italia, Francia, Portugal y la República Dominicana; de distribución de electricidad en España, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Brasil y Marruecos; y de comercialización de electricidad o prestación de servicios en España, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú, Italia, Francia, Portugal, Polonia y Holanda.

Su número de clientes le proporciona una buena base para el suministro de una amplia gama de servicios energéticos y posee un volumen más que suficiente para el desarrollo de sistemas comerciales avanzados.

Por otro lado, ENDESA ha comenzado a prestar servicios energéticos integrados, suministrando gas natural, junto con energía eléctrica, a clientes cualificados. A 31 de diciembre, mantenía en este terreno una cartera de 36 clientes en España con un consumo anual de 3.700 millones de termias. En distribución de gas canalizado, cuenta con una cuota del 4,2% en el mercado regulado español y del 6% en el liberalizado. En el conjunto del mercado ibérico, suministra gas natural a un total de 400.000 clientes.

ENDESA tiene una posición relevante en otros negocios: posee una cuota del 20% en el mercado español de cogeneración y energías renovables, participando en instalaciones que suman una potencia total instalada de 1.895 MW; participa asimismo en empresas de tratamiento y distribución de agua, y de desalación de agua de mar; y, en el negocio de las telecomunicaciones, participa en la operadora española AUNA, que integra diversas compañías de telefonía fija, telefonía móvil, servicios de Internet, señales por cable y otros servicios de telecomunicaciones; y es propietaria de la compañía chilena de telefonía móvil Smartcom.

En el año 2001, se produjeron dos cambios importantes en la estructura societaria de ENDESA: la segregación y venta de Viesgo, y el inicio de la integración de las compañías distribuidoras en España.

El Plan Estratégico de ENDESA que se hallaba en fase de desarrollo durante 2001 preveía la realización de un determinado volumen de desinversiones de activos de generación y de distribución en España en el período 2001-2002. En el marco de este Plan, se planteó la segregación de un conjunto de activos de generación y distribución que fueron agrupados a lo largo del ejercicio en la Nueva Viesgo.

La cartera de activos de distribución de la Nueva Viesgo estaba integrada por el 100% de Electra de Viesgo I, que incluía el 54,8% de Barras Eléctricas de Galicia, S.A, correspondiente a la participación de ENDESA en esta distribuidora. Esos activos suministraban electricidad a un total de 500.703 clientes, cuya demanda en el ejercicio 2000 ascendió a 4.870 GWh. El mercado de Electra de Viesgo I se extendía a Cantabria, y a zonas de Asturias, Palencia, Burgos y Lugo.

En cuanto a los activos de generación, representaban un parque de 2.365 MW de potencia instalada, con emplazamientos en Andalucía, Aragón, Asturias, Cantabria, Castilla - La Mancha, Castilla y León, y Cataluña, con la siguiente composición: centrales de carbón 944 MW (40%), de fuel-gas 753 MW (32%), hidráulicas convencionales 307 MW (13%) e hidráulicas de bombeo 361 MW (15%). Su producción fue de 7.483 GWh en el año 2000. Igualmente, ENDESA cedió a la empresa constituida para instrumentar la desinversión, el 3,82% de los derechos de cobro de los costes de transición a la competencia tecnológicos del sector por un importe de 264 millones de euros.

ENDESA puso a la venta estos activos a través de un proceso competitivo, basado en criterios de transparencia, al que concurrieron importantes grupos eléctricos europeos y norteamericanos. El 9 de septiembre de 2001, Viesgo fue adjudicada a la mejor oferta recibida, que fue la presentada por la empresa italiana Enel. La firma formal del contrato de compra-venta se llevó a cabo dentro de los períodos establecidos y tras la aprobación de la operación por parte de las autoridades competentes, tanto españolas como de la Unión Europea.

El precio pagado por Enel ha sido de 1.870 millones de euros por el 100% de las acciones de la compañía, a lo que hay que añadir otros 277 millones de euros en concepto de deuda y provisiones, asumidos por el comprador. Esta operación ha permitido la incorporación de un nuevo agente al mercado eléctrico español, con una cuota del 2,4% en el negocio de distribución y del 5% en la potencia instalada peninsular.

Para ordenar sus líneas de negocio, ENDESA cuenta con las siguientes compañías: ENDESA Generación, ENDESA Red, ENDESA Energía, ENDESA Internacional, ENDESA Diversificación, ENDESA Servicios, y ENDESA Europa.

Se adjunta Balance Consolidado de ENDESA por actividades a 31 de diciembre de 2001 (cifras en millones de euros):

	GENER.	DISTRIB.	COMERC.	SERV.	TELEC. OT.NEG.	INTERN.	ESTR. CORP.	AJUST.	TOTAL
Inmov.Inmaterial	43	109	28	60	161	135	32	-	568
Inmov.Material	8.564	6.946	34	52	846	13.112	107	491	30.152
Inmovi.Financiero	549	1.220	180	108	1.149	2.061	40.415	(38.544)	7.138
Fondo Com. Cons.	-	8	-	-	683	3.718	-	1.134	5.543
Gtos.Distr.Var. Ej.	53	225	1	-	5	182	855	(658)	663
Activo circulante	1.889	1.448	347	141	406	2.555	2.197	(2.860)	6.123
Total Activo	11.098	9.956	590	361	3.250	21.763	43.606	(40.437)	50.187
Fondos propios	3.941	1.362	28	65	868	3.578	19.190	(20.376)	8.656
Socios externos	31	39	-	-	58	3.530	-	104	3.762
Dif. Neg. Consolid.	27	82	-	-	32	23	-	(135)	29
Ingr.Distr.Var.Ej.	117	902	2	33	22	161	5	(28)	1.214
Provisiones R.G.	1.233	1.845	23	126	52	493	449	(5)	4.216
Acreedores LP	4.312	3.911	207	-	986	10.811	19.746	(27.273)	22.700
Acreedores CP	1.437	1.815	330	137	1.232	3.167	4.216	(2.724)	9.610
Total Pasivo	11.098	9.956	590	361	3.250	21.763	43.606	(40.437)	50.187

? ENDESA Generación

Fue creada el 20 de septiembre de 1999 al objeto de concentrar en ella los activos de generación y minería de ENDESA y sus antiguas filiales en España. Durante el ejercicio 2000, con efectos económicos de 1 de enero, se procedió a integrar mediante fusión por absorción las compañías filiales generadoras peninsulares, Sevillana II, Fecsa-Enher II, ERZ II, y Viesgo II, en ENDESA Generación, la cual mantiene en todas las áreas territoriales en que se halla presente los planes de construcción de nueva potencia y de inversiones previstos así como el conjunto de compromisos adquiridos en las mismas.

? ENDESA Red

Es la nueva denominación adoptada por ENDESA Distribución en el año 2002, sociedad constituida el 20 de septiembre de 1999 y que agrupa a las sociedades de distribución de ámbito territorial. En el año 2001, ENDESA acordó la integración en una sola compañía de sus sociedades distribuidoras de ámbito territorial en España: Compañía Sevillana de Electricidad, Fuerzas Eléctricas de Cataluña, Eléctricas Reunidas de Zaragoza Distribución, Termoeléctrica del Ebro, Gas y Electricidad Distribución Eléctrica y Unión Eléctrica de Canarias. La instrumentación definitiva de dicha integración se ha realizado con fecha 5 de abril de 2002, con efectos económicos de 1 de enero.

La integración de estas compañías constituye un paso más en el desarrollo del proceso de consolidación corporativa puesto en marcha por ENDESA en octubre de 1998, en el marco del cual ya se han llevado a cabo, entre otras iniciativas, la fusión por absorción de las compañías eléctricas participadas en España, la organización de la empresa por líneas de negocio, la creación de ENDESA Energía para la comercialización a clientes del mercado liberalizado y la integración del negocio de generación peninsular en ENDESA Generación.

Básicamente, el proceso de integración de la distribución ha supuesto la creación de dos sociedades que se han integrado en el año 2002:

- ? La primera, denominada ENDESA Distribución Eléctrica, S.L., asume las actividades reguladas de transporte y distribución de energía eléctrica, así como la comercialización a tarifa, actividades que hasta la creación de esta sociedad estaban repartidas entre las compañías distribuidoras de ámbito territorial antes mencionadas.
- ? La segunda, denominada ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L., desarrollará actividades de apoyo comercial (facturación y cobro, oficinas comerciales, atención telefónica, tránsito de clientes del mercado regulado al liberalizado, etc.), que antes realizaban las citadas compañías. La sociedad prestará estos servicios a ENDESA Distribución Eléctrica, a ENDESA Energía y a las compañías participadas por ENDESA que operan en el sector del gas.

? **ENDESA Energía**

Inició sus actividades el 21 de enero de 1998 para responder a las exigencias derivadas de la liberalización del mercado eléctrico. Fue la primera empresa comercializadora de energía a clientes con libertad de elección de suministrador que operó en el mercado eléctrico español. Su actividad fundamental es el suministro de energía y servicios energéticos de alto valor añadido a los clientes que pueden elegir suministrador formalizando con ellos contratos en régimen de competencia.

? **ENDESA Internacional**

Fue creada el 26 de enero de 1998 para canalizar la expansión internacional de ENDESA y en la actualidad agrupa las inversiones en Latinoamérica. Su objeto social se centra, fundamentalmente, en las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, en las que posee mayores potencialidades por su dimensión y experiencia, en mercados distintos del español. Esta expansión se ha dirigido, básicamente, hacia zonas con mercados en crecimiento, marco regulatorio estable y culturas afines y se ha concretado ya en una presencia notable en países iberoamericanos.

? **ENDESA Diversificación**

Fue creada el 21 de enero de 1998 con el objetivo de agrupar las participaciones del Grupo en áreas distintas del negocio eléctrico. Con este fin se ha culminado el proceso para la incorporación y reordenación de las participaciones en telecomunicaciones, distribución de gas canalizado, cogeneración y energías renovables, gestión del ciclo integral del agua y medio ambiente.

? **ENDESA Servicios**

Se constituyó el 15 de enero de 1999 para desarrollar la actividad de servicios agrupándose los activos materiales correspondientes a equipos informáticos no externalizados, desarrollos informáticos y determinados activos inmobiliarios relacionados con estas actividades, así como participaciones de este

tipo en otras compañías de manera que todas estas actividades se llevan a cabo, de manera exclusiva, a través de ENDESA Servicios, que, también los comercializa a clientes externos.

? ENDESA Europa

Constituida con fecha 7 de noviembre de 2001, tiene por objeto la centralización en una sola compañía de la administración y gestión de las participaciones que ENDESA posee en empresas eléctricas de Europa y el Norte de Africa. La transferencia de estas participaciones anteriormente integradas en ENDESA y ENDESA Internacional a ENDESA Europa se ha efectuado en enero del año 2002.

IV.2.1. PRINCIPALES MAGNITUDES

A la hora de comparar la información financiera del ejercicio 2001 con la del ejercicio 2000, es necesario tener en cuenta que el Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, cambió el modo y el período de recuperación de los CTC. En lo fundamental, esta norma implica que los ingresos por CTC han de ser contabilizados siguiendo un criterio de caja y que la amortización de los activos que se han de recuperar a través de CTC debe extenderse hasta el año 2010, en lugar de hasta el año 2007. Por ello, a fin de facilitar el análisis de la información suministrada y hacer posible una comparación en términos homogéneos entre las cuentas de los ejercicios 2000 y 2001, se incluye a continuación no sólo la comparación de las principales magnitudes de la cuenta de resultados de 2001 con las de 2000, sino también con las de una cuenta de resultados proforma del año 2000 que contabiliza los CTC de manera homogénea con los criterios que se han aplicado en 2001.

A continuación se detallan los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 1999, 2000 y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
ACTIVO			
ACCIONISTAS POR DESEMBOLSOS EXIGIDOS	-	1	-
INMOVILIZADO	37.858	36.852	36.259
Inmovilizaciones Inmateriales	568	477	754
Inmovilizaciones Materiales	30.152	30.414	30.062
Inmovilizaciones Financieras	7.037	5.930	5.413
Acciones de la Sociedad Dominante	101	31	30
FONDO COMERCIO DE CONSOLIDACION	5.543	4.935	4.447
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	663	681	2.609
ACTIVO CIRCULANTE	6.123	5.534	6.403
Accionistas por Desembolsos Exigidos	1	-	-
Existencias	732	780	757
Deudores	4.280	3.834	3.327
Inversiones Financieras Temporales	701	694	2.009
Tesorería	352	191	272
Ajustes por Periodificación	57	35	39
TOTAL ACTIVO	50.187	48.003	49.718
PASIVO			
FONDOS PROPIOS	8.656	8.638	9.317
Capital suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de emisión	1.376	1.376	1.376
Reservas	4.810	4.838	5.620
Resultado del Ejercicio	1.479	1.407	1.278
Dividendo a cuenta Ejercicio	(280)	(254)	(228)
SOCIOS EXTERNOS	3.762	4.190	4.263
DIFERENCIA NEGATIVA DE CONSOLIDACION	29	31	23
INGRESOS DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	1.214	1.113	1.062
PROVISIONES RIESGOS Y GASTOS	4.216	5.370	6.598

ACREEDORES A LARGO PLAZO	22.700	19.188	18.551
ACREEDORES A CORTO PLAZO	9.610	9.473	9.905
TOTAL PASIVO	50.187	48.003	49.718

A continuación se detallan las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA, de los ejercicios económicos 1999, 2000 (real y proforma) y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000 (Proforma)	2000	1999
INGRESOS DE EXPLOTACION	16.085	15.389	15.682	13.495
Importe Neto de la Cifra de Negocios	15.576	14.971	15.264	13.132
Trabajos Realizados para el Inmovilizado	330	220	220	137
Otros Ingresos de Explotación	179	198	198	226
GASTOS DE EXPLOTACION	12.910	12.423	12.621	10.593
Aprovisionamientos	8.338	7.819	7.819	6.375
Gastos de Personal	1.332	1.362	1.362	1.338
Dotaciones Amortización Inmovilizado	1.829	1.833	2.031	1.773
Variación Provisiones de Tráfico	109	218	218	71
Otros Gastos de Explotación	1.302	1.191	1.191	1.036
BENEFICIO DE EXPLOTACION	3.175	2.966	3.061	2.902
Ingresos Financieros	584	769	769	1.685
Gastos Financieros	2.306	1.912	1.912	1.973
RESULTADOS FINANCIEROS	(1.722)	(1.143)	(1.143)	(288)
Participación Beneficios Soc.P.Equivalencia	(118)	53	53	34
Amortización Fondo Comercio	(289)	(272)	(272)	196
RDO. ACTIVIDADES ORDINARIAS	1.046	1.604	1.699	2.451
Ingresos Extraordinarios	1.212	1.595	1.474	404
Gastos Extraordinarios	633	561	561	795
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	579	1.034	913	(391)
RDO. CONSOLIDADOS A.DE IMPUESTOS	1.625	2.638	2.612	2.060
Impuestos sobre Beneficios	88	627	618	769
RDO. CONSOLIDADO DEL EJERC.	1.537	2.011	1.994	1.291
Resultado Atribuido a la Minoría	58	587	587	13
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.479	1.424	1.407	1.278

IV.2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE NEGOCIO

Las principales líneas de negocio de ENDESA y su grupo consolidado son:

- (i) La producción, distribución y suministro de energía eléctrica por cualquier medio o técnica de generación en España, Iberoamérica, y Europa y el norte de Africa;
- (ii) El desarrollo de otras actividades tales como la cogeneración y energía renovables, la distribución de agua y gas, y actividades relacionadas con las telecomunicaciones.

Para realizar una comparación adecuada de la información que se presenta a continuación es preciso considerar que ésta no es homogénea debido a las modificaciones efectuadas en determinados criterios contables, y la reestructuración societaria realizada en años anteriores.

A continuación se resume la distribución del importe neto de la cifra de negocios del Grupo ENDESA por actividades (cifras en millones de euros):

	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total	1999	% sobre Total
Nacional	10.997	71	10.625	70	9.702	74
Generación (1)	4.149	27	4.093	27	3.863	29
Distribución (2)	5.129	33	5.027	33	4.900	37

Comercializ. (3)	1.115	7	960	6	594	5
Act. No Eléctricas	604	4	545	4	345	3
Internacional	5.125	33	4.941	32	4.014	31
Est. Corporativa (4)	350	2	431	3	-	-
Ajustes (5)	(896)	(6)	(732)	(5)	(584)	(4)
TOTAL	15.576	100	15.264	100	13.132	100

- (1) Mercado mayorista.
(2) Mercado a clientes regulados y transporte.
(3) Mercado a clientes liberalizados.
(4) Corresponde básicamente a ingresos en concepto de CTC.
(5) Ajustes por operaciones entre compañías.

A continuación se resume la distribución del resultado de explotación del Grupo ENDESA por actividades (cifras en millones de euros):

	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total	1999	% sobre Total
Nacional	1.767	56	1.570	51	2.018	70
Generación	1.018	32	912	30	1.254	43
Distribución	730	23	645	21	633	22
Comercializac.	51	2	32	1	53	2
Act. No Eléctricas	(32)	(1)	(19)	(1)	78	3
Internacional	1.423	45	1.303	43	884	30
Est. Corporativa	(9)	-	188	6	-	-
Ajustes	(6)	-	-	-	-	-
TOTAL	3.175	100	3.061	100	2.902	100

A continuación se resume la distribución del resultado neto del Grupo ENDESA por actividades (cifras en millones de euros):

	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total	1999	% sobre Total
Nacional	925	63	814	58	1.331	104
Generación	663	45	506	36	481	38
Distribución	334	23	375	27	135	11
Comercializac.	26	2	13	1	36	3
Act. No Eléctricas	(98)	(7)	(80)	(6)	679	53
Internacional	489	33	406	29	(53)	(4)
Est. Corporativa	65	4	187	13	-	-
Ajustes	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1.479	100	1.407	100	1.278	100

La distribución del importe neto de la cifra de negocio por mercados geográficos ha sido la que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	2001	% sobre Total	2000	% sobre Total	1999	% sobre Total
España	10.338	66	10.275	67	9.118	69
Chile	1.359	9	1.373	9	1.070	8
Argentina	1.302	8	1.326	9	1.114	8
Brasil	1.277	8	1.182	8	799	6
Colombia	775	5	719	5	729	6
Perú	525	3	389	3	302	-
TOTAL	15.576	100	15.264	100	13.132	100

IV.2.2.1. NEGOCIO ELECTRICO EN ESPAÑA

Infraestructura de ENDESA en el negocio eléctrico nacional

☞ Potencia instalada

ENDESA opera en España un total de 22.734 MW de los que 19.664 MW corresponden al sistema eléctrico peninsular y 3.070 MW a los sistemas extrapeninsulares.

POTENCIA INSTALADA	Año 2001		% Var.	Año 2000		% Var.	Año 1999	
	MW	%		MW	%		MW	%
Térmica Convencional	12.923	56,8	(1,7)	13.147	57,4	1,8	12.918	57,2
Nuclear	3.632	16,0	0,4	3.617	15,8	2,8	3.518	15,6
Hidroeléctrica	6.179	27,2	0,7	6.135	26,8	(0,1)	6.140	27,2
TOTAL	22.734	100,0	(0,7)	22.899	100,0	1,4	22.576	100,0

El parque generador de la compañía posee una estructura adecuadamente diversificada: el 31,7% de la potencia instalada corresponde a centrales que consumen carbones nacionales y de importación, el 27,2% a centrales hidroeléctricas, el 16,0% a centrales nucleares, y el 25,1% a centrales de fuel-gas, una parte de las cuales está preparada para el consumo alternativo o simultáneo de gas natural. Al equilibrio de la estructura de su parque generador se une la buena ubicación de los emplazamientos de sus centrales, lo que constituye un relevante valor de futuro por la facilidad de acceso a las materias primas, la proximidad a la red de gasoductos y a los principales mercados a los que suministra electricidad, la cercanía a las interconexiones con otros sistemas, y las posibilidades futuras de ampliación.

El cuadro que se muestra a continuación refleja la estructura de la generación peninsular de energía eléctrica de ENDESA y la del conjunto del sector en los años 1999, 2000 y 2001 (%):

	AÑO 2001		AÑO 2000		AÑO 1999	
	ENDESA	SECTOR	ENDESA	SECTOR	ENDESA	SECTOR
Nuclear	34,4	34,5	30,3	33,2	30,1	33,6
Hidráulica	15,4	22,1	9,9	14,7	10,3	13,8
Térm.Convencional	50,3	43,4	59,8	52,1	59,6	52,6

Durante el año 2001, las unidades térmicas convencionales tuvieron una activa participación en los mercados de regulación secundaria, en los que se optimizan en tiempo real las desviaciones entre generación y demanda. Por otro lado, y como complemento a los ya efectuados en el año 2000, se llevaron a cabo ensayos para flexibilizar el "mix" de combustible, a fin de aprovechar recursos competitivos, como coque de petróleo, carbones de importación o carbones marginales de procedencia nacional.

Estas actuaciones fueron posibles merced al funcionamiento de las modernas instalaciones de desulfuración de gases de combustión, que permiten compatibilizar el uso de combustibles competitivos con una importante mejora de los impactos medioambientales. Cabe destacar, además, la reorganización llevada a cabo en el marco de la generación hidroeléctrica, mediante su agrupación por Unidades de Producción que comprenden Unidades Territoriales y Agrupaciones de Centrales, así como la progresión en la automatización y modernización de las centrales.

Por lo que se refiere a nueva potencia, ENDESA invirtió 396 millones de euros en 2001 en la construcción de nuevas instalaciones de generación, y en la ampliación y mejora de las ya existentes. En particular, las inversiones más significativas consistieron en la continuación de los trabajos en los dos nuevos grupos de ciclo combinado de San Roque y Besós, cuya potencia unitaria se situará en el entorno de los 400 MW. Durante el ejercicio, finalizaron los procesos de fabricación y suministro de los equipos y se ejecutaron las obras de construcción y montaje para iniciar las actividades de puesta en marcha. La entrada en operación comercial de ambos grupos está prevista para el primer semestre del año 2002.

Por otro lado, se iniciaron las actividades de ingeniería, fabricación de equipos y construcción de la central de ciclo combinado de Tarragona, situada en el polígono industrial de esta ciudad. Además, ENDESA inició la tramitación de autorizaciones administrativas y la petición de ofertas de suministro de los equipos principales e ingeniería para la construcción de una nueva central de ciclo combinado en el emplazamiento de la actual central térmica de Cristóbal Colón (Huelva), cuya potencia alcanzará los 400 MW.

En la central de Ceuta, finalizó la instalación y puesta en marcha de un nuevo grupo diesel de 12,6 MW de potencia. Asimismo, continuó la construcción de un nuevo grupo diesel de 12 MW con destino a la central de Melilla.

En Baleares, finalizó la primera fase de la construcción de un ciclo combinado en la central de Son Reus (Mallorca), que tendrá 228 MW de potencia total instalada. Esta primera fase consistió en el inicio de la operación de las tres nuevas turbinas de gas de 52,8 MW de potencia unitaria que forman parte de esta nueva instalación. Asimismo, terminó el montaje y puesta en marcha de dos nuevas unidades diesel de 18,3 MW en la central de Ibiza.

En Canarias, se llevó a cabo el montaje y puesta en funcionamiento de una de las nuevas unidades diesel de 18 MW de la central de Punta Grande (Lanzarote) y continuaron las actividades de montaje de otra unidad gemela para su entrada en servicio en los primeros meses del año 2002. Además, se iniciaron los trámites para conseguir las autorizaciones y contratación de la instalación de un nuevo motor diesel de 12 MW con destino a la central de Los Guinchos (El Hierro) y continuaron las actividades de contratación de dos ciclos combinados de 220 MW para su instalación en las centrales de Barranco de Tirajana (Gran Canaria) y de Granadilla (Tenerife). Cabe añadir que, ya dentro del año 2002, se instaló y puso en servicio una nueva turbina de gas de 40 MW en esta última central.

En lo que respecta al parque de generación nuclear, destaca la culminación de los procesos de mejora general de las instalaciones, con el reconocimiento oficial de las nuevas potencias de Ascó 2 (1.027 MW) y Vandellós 2 (1.087 MW), es decir, 12 MW y 5 MW más que al cierre del ejercicio 2000, respectivamente.

A continuación, se muestra detalle del parque de generación de ENDESA en España al 31 de diciembre de 2001:

DESCRIPCION	LOCALIDAD	TIPO COMB.	NUMERO DE GRUPOS	POTENCIA INSTALADA (MW)	PARTICIP. ENDESA (%)	POTENCIA ENDESA (MW)
SISTEMA PENINSULAR						
CONVENCIONALES						
Carbón						
COMPOSTILLA	León	H-A	5	1.340,6	100,0	1.340,6
ANLLARES	León	H-A	1	365,2	33,3	121,7
PUENTENUEVO (*)	Córdoba	H-A	1	323,5	100,0	323,5
PUERTOLLANO (*)	Ciudad Real	H-A	1	220,9	100,0	220,9
AS PONTES	La Coruña	LP	4	1.468,5	100,0	1.468,5
TERUEL	Teruel	LN	3	1.101,4	100,0	1.101,4
ESCATRON (*)	Zaragoza	LN	1	80,0	100,0	80,0
ESCUCHA (*)	Teruel	LN	1	160,0	100,0	160,0
CERCS (*)	Barcelona	LN	1	160,0	100,0	160,0
LITORAL	Almería	CI	2	1.158,9	100,0	1.158,9
LOS BARRIOS	Cádiz	CI	1	567,5	100,0	567,5
Total Carbón	-	-	21	6.946,5	-	6.703,0
Fuel-Gas						
BESOS	Barcelona	F-GN	2	450,0	100,0	450,0
FOIX	Barcelona	F-GN	1	520,0	100,0	520,0
SAN ADRIAN 1 Y 3	Barcelona	F-GN	2	700,0	100,0	700,0
SAN ADRIAN 2	Barcelona	F	1	350,0	100,0	350,0
ALGECIRAS (*)	Cádiz	F-GN	2	753,0	100,0	753,0
CRISTOBAL COLON	Huelva	F-GN	3	378,0	100,0	378,0
Total Fuel-Gas	-	-	11	3.151,0	-	3.151,0

Total Térmica Convencional	-	-	32	10.097,5	-	9.854,0
Nucleares						
ASCO I	Tarragona	N	1	1.028,0	100,0	1.028,0
ACO II	Tarragona	N	1	1.027,2	85,0	873,1
VANDELLOS II	Tarragona	N	1	1.087,1	72,0	782,7
GAROÑA	Burgos	N	1	466,0	50,0	233,0
ALMARAZ I	Cáceres	N	1	973,5	36,0	350,5
ALMARAZ II	Cáceres	N	1	982,6	36,0	353,7
TRILLO	Guadalajara	N	1	1.066,0	1,0	10,7
Total Térmica Nuclear	-	-	7	6.630,4	-	3.631,7
Hidroeléctrica						
Hidráulica Convencional						
Nansa	-	H	-	42,0	100,0	42,0
Navia, Picos, Esla (*)	-	H	-	306,7	100,0	306,7
UPH Noroeste	-	H	31	727,6	100,0	727,6
UPH Ebro-Pirineos						
U.Territorial Pont de Suert	-	H	51	709,2	100,0	709,2
U. Territorial Zaragoza	-	H	64	586,0	100,0	586,0
U. Territor. Zaragoza (EASA II)	-	H	12	100,2	100,0	100,2
U. Territorial Lleida	-	H	64	1.246,3	100,0	1.246,3
UPH Sur						
U. Territorial Córdoba	-	H	47	403,7	100,0	403,7
U. Territorial Antequera	-	H	53	279,7	100,0	279,7
Generación con Bombeo						
Moralets	-	H	3	221,4	100,0	221,4
Sallente y Montamara	-	H	6	539,0	100,0	539,0
Ip y Urdiceto	-	H	3	84,0	100,0	84,0
Aguayo (*)	-	H	4	361,9	100,0	361,9
Tajo Encantada y Guillena	-	H	7	570,0	100,0	570,0
Total Hidroeléctrica	-	-	-	6.177,7	-	6.177,7
TOTAL PENINSULAR	-	-	-	22.905,6	-	19.663,4
SISTEMA EXTRAPENINSULAR						
BALEARES						
Carbón						
ALCUDIA	Mallorca	Cl	4	510,0	100,0	510,0
Fuel-Gas						
ALCUDIA	Mallorca	G	2	75,0	100,0	75,0
SAN JUAN DE DIOS	Mallorca	G	3	120,0	100,0	120,0
SON MOLINAS	Mallorca	GO	3	64,0	100,0	64,0
SON REUS	Mallorca	G	7	312,4	100,0	312,4
MAHON	Menorca	D-G	5	123,4	100,0	123,4
IBIZA	Ibiza	D-G	15	193,3	100,0	193,3
FORMENTERA	Formentera	G	1	14,0	100,0	14,0
Total Baleares	-	-	-	1.412,1	-	1.412,1
CANARIAS						
Fuel-Gas						
JINAMAR	Gran Canaria	F-G	13	415,6	100,0	415,6
BARRANCO DE TIRAJANA	Gran Canaria	F-G	4	235,0	100,0	235,0
CANDELARIA	Tenerife	F-G	10	288,2	100,0	288,2
GRANADILLA	Tenerife	F-G	6	287,5	100,0	287,5
PUNTA GRANDE	Lanzarote	D-G	8	138,5	100,0	138,5
LAS SALINAS	Fuerteventura	D-G	8	116,1	100,0	116,1
EL PALMAR	La Gomera	D	9	16,1	100,0	16,1
LLANOS BLANCOS	El Hierro	D	7	9,0	100,0	9,0
LOS GUINCHOS	La Palma	D-G	8	60,6	100,0	60,6
Hidráulica						
El Muleto	La Palma	H	1	0,8	100,0	0,8
Total Canarias	-	-	-	1.567,4	-	1.567,4
CEUTA Y MELILLA						
Ceuta	Ceuta	F-D	7	49,0	100,0	49,0
Melilla	Melilla	F-G	6	41,8	100,0	41,8
Total Ceuta y Melilla	-	-	-	90,8	-	90,8

TOTAL INSULAR-EXTRAP.	-	-	-	3.070,3	-	3.070,3
TOTAL NACIONAL G.ENDESA	-	-	-	25.933,3	-	22.733,7

(*) Transferida a Viesgo en enero de 2002.

☞ Generación de energía eléctrica

La producción neta de ENDESA en el año 2001 fue de 93.524 GWh en el conjunto del territorio nacional con un crecimiento del 2,3% con respecto al año 2000. En el sistema peninsular, el aumento de la producción fue del 1,6% y en los sistemas extrapeninsulares del 7,2%.

PRODUCCION NETA	Año 2001		% Var.	Año 2000		% Var.	Año 1999	
	GWh	%		GWh	%		GWh	%
Hidráulica	12.728	13,6	35,8	9.374	10,2	(8,7)	10.270	(8,0)
Nuclear	28.405	30,4	2,6	27.691	30,6	5,2	26.589	(0,2)
Carbón nacional	26.188	28,0	(10,5)	29.244	32,0	2,4	28.553	4,7
Carbón importado	11.221	12,0	(4,0)	11.684	12,8	5,8	11.043	19,6
Fuelóleo-gas	4.143	4,4	34,3	3.084	3,4	11,8	2.758	7,7
Total Peninsular	82.685	88,4	1,6	81.346	88,9	2,7	79.212	3,0
Extrapeninsular	10.839	11,6	7,2	10.110	11,1	8,2	9.340	8,0
TOTAL	93.524	100,0	2,3	91.456	100,0	3,3	88.552	3,6

Por lo que se refiere a la producción por fuentes energéticas, la hidroeléctrica registró un aumento del 35,8% respecto del año 2000 debido a la mayor hidraulicidad del año. La electricidad generada con carbón nacional disminuyó en un 10,5% y la generada con carbón de importación lo hizo en un 4,0%. La producción de electricidad con fuelóleo-gas aumentó un 34,3% respecto del año 2000.

☞ Infraestructuras de distribución

En el año 2001, la inversión total bruta de ENDESA en las redes de transporte y distribución fue de 634 millones de euros. Esta inversión responde a las necesidades de ampliación de las redes derivadas del dinamismo del mercado y al compromiso de la Empresa con la mejora de la calidad del suministro.

Como consecuencia de estas inversiones, la longitud de las líneas de ENDESA se incrementó en 7.631 km (248 km corresponde a líneas de alta tensión, 2.690 km a media tensión y 4.693 km a baja tensión). La longitud actual de las líneas de transporte y distribución de ENDESA asciende a unos 315.000 kilómetros, de los cuales el 20,3% corresponde a líneas subterráneas:

Km de tendido eléctrico	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
Líneas aéreas de alta tensión	27.327	0,9	27.076	1,8	26.602
Líneas subterráneas de alta tensión	552	7,2	515	7,1	481
Líneas aéreas de media tensión	91.810	1,5	90.469	3,1	87.707
Líneas subterráneas de media tensión	25.153	7,4	23.429	(0,5)	23.557
Líneas aéreas de baja tensión	131.994	1,8	129.623	3,7	125.024
Líneas subterráneas de baja tensión	38.082	8,1	35.235	2,2	34.485
Centros de transformación (MVA)	40.205	(6,1)	42.810	3,1	41.511
Subestaciones (MVA)	59.669	1,6	58.755	3,9	56.543

Por otra parte, entre las inversiones más significativas del año 2001 cabe destacar la puesta en servicio de 28 nuevas subestaciones y 4.600 centros de transformación de media a baja tensión. Tras estas incorporaciones, el número total de subestaciones de ENDESA se eleva a 957 y el de centros de transformación a 132.832. La potencia instalada en transformación se incrementó en 1.365 MVA, lo que representa un 8,5% de la demanda en punta de ENDESA Distribución.

Como suministro singular, cabe destacar la continuación de la construcción de la infraestructura eléctrica necesaria para la alimentación a la línea ferroviaria de Alta Velocidad Madrid-Barcelona. En 2001, las actuaciones se centraron en Aragón y consistieron fundamentalmente en la realización de unas 50 variantes o modificaciones de líneas en transporte, distribución en alta tensión y distribución en media tensión; la instalación de dos nuevas subestaciones que reemplazan a otras dos antiguas, y la

alimentación en media tensión a la Estación Intermodal de Zaragoza. Las inversiones efectuadas en 2000 y 2001 en esta infraestructura eléctrica han ascendido a un total de unos 4 millones de euros.

Asimismo, se ha llevado a cabo un importante número de actuaciones destinadas a la adecuación y renovación de instalaciones, a la reducción de su impacto ambiental, y a la implantación de telemandos de redes, que redundan en la reducción de los costes operativos y en la mejora de la calidad de servicio. Cabe destacar también las realizadas en el marco de diferentes Planes de electrificación rural, que cuentan con subvenciones por parte de las Administraciones y de los Fondos comunitarios.

Conviene subrayar las dificultades a las que deben enfrentarse en ocasiones ENDESA y las demás compañías eléctricas para obtener las autorizaciones legales y los permisos de paso necesarios para el desarrollo de nuevas instalaciones de transporte y distribución. Por este motivo, se ha retrasado la puesta en servicio de un número significativo de ellas, lo que aplaza la consecución de mejoras en la calidad de suministro e imposibilita, en algunos casos, la atención de nuevos suministros en las zonas afectadas.

No obstante, cabe destacar a este respecto que, como resultado de la colaboración con las distintas Administraciones, se consiguió en 2001 superar los obstáculos que impedían la puesta en servicio de la línea Juiá – Castell d'Aro (110 kV), imprescindible para la mejora de la calidad de servicio y la cobertura de las nuevas necesidades de suministro eléctrico en la Costa Brava.

En este mismo sentido, ENDESA está colaborando con las Administraciones de Canarias para desbloquear la construcción de la línea Granadilla – Guía de Isora (220 kV), una instalación de clara necesidad para atender debidamente el suministro del sudoeste de la isla de Tenerife.

Entre otras instalaciones puestas en servicio durante 2001, destacan las siguientes:

- ? En Aragón entraron en servicio nuevos transformadores en las subestaciones Magallón y Lanzas Agudas, de 90 MVA y relación de transformación 220/66 kV, así como la nueva subestación del Polígono Industrial de Tarazona, con relación de transformación 66/13,2 kV.
- ? En Canarias se pusieron en funcionamiento nuevas instalaciones de compensación de reactiva en Tenerife Oeste que mejoran el rendimiento de las instalaciones de generación y transporte.
- ? En Cataluña, cabe mencionar los nuevos transformadores de Urgell, Montblanc y Les Corts, de 60 MVA y relación de transformación 220/MT, así como la subestación de Juneda, de 220/25 kV y las líneas Juiá-Castell d'Aro y derivación a Llançá desde Figueres-Torre del Vent.
- ? En Baleares, entró en servicio la ampliación de la subestación de Lluçmajor, que atiende fundamentalmente la demanda derivada del desarrollo de nuevas urbanizaciones.
- ? En la zona distribuida por Viesgo, las nuevas infraestructuras más destacables fueron la subestación de Cillamayor y la línea Foz-Magazos.
- ? En Andalucía y Badajoz, se pusieron en servicio los nuevos transformadores de Lancha, Guillena y Alcores, de 150 MVA y relación de transformación 220/132 kV; las subestaciones de Archidona y Calvario, Alhaurín, de 70 MVA y 132/66 kV, y las subestaciones AT/MT de Decosol, Rincón de la Victoria, Villaricos, El Bosque, Vegas Bajas y Balboa. Cabe también mencionar el traslado de la de Medina Sidonia.

✍ Extracción de carbón

Del total de los carbones consumidos por las centrales de ENDESA en 2001, 8,3 millones de toneladas, equivalentes a 19.442 millones de termias, procedieron de la extracción de carbón en minas de la propia Empresa. Esta cantidad supone un leve aumento del 0,3% respecto de 2000 medida en toneladas y un ligero descenso del 1,4% medido en termias; y representa aproximadamente el 38% de la producción nacional de carbón medida en toneladas, tal y como se refleja en el cuadro que figura a continuación (millones de termias P.C.I.):

SOCIEDAD RECEPTORA	C.T. DESTINO	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
Endesa Generación	Puentes	10.476	0,1	10.463	(2,2)	10.696
Endesa Generación	Teruel	2.866	(0,9)	2.891	1,0	2.861
Endesa Generación/Viesgo	Puente Nuevo	2.652	(1,9)	2.702	0,4	2.691

Generación						
Endesa Generación/Viesgo Generación	Puertollano	1.999	(0,9)	2.017	4,2	1.936
Endesa Generación/Viesgo Generación	Escucha	305	(33,3)	458	(18,7)	563
Elcogas	Puertollano GICC	1.137	(0,9)	1.148	(3,0)	1.183
Otros	Calderas domésticas	7	(58,8)	17	54,5	11
TOTAL	-	19.442	(1,4)	19.696	(1,2)	19.941

Las explotaciones de carbón que participaron en la producción de ENDESA fueron la gran explotación a cielo abierto de As Pontes de García Rodríguez (A Coruña); cuatro explotaciones en la zona de Andorra (Teruel), una de ellas subterránea (mina Oportuna) y tres a cielo abierto (cortas Barrabasa, Gargallo y Gargallo Oeste,- que inició su actividad en 2001); tres explotaciones en la cuenca del Guadiato (Córdoba), una de ellas subterránea (mina María) y dos a cielo abierto (cortas Cervantes y Ballesta Oeste); una explotación en Puertollano (Ciudad Real), realizada a cielo abierto (corta Emma) y, finalmente, dos explotaciones a cielo abierto (cortas Vinagre y Alemanes) en la zona de Escucha (Teruel).

Las ventas de carbón descendieron un 1,4% respecto de 2000 medidas en termias y fueron levemente inferiores a la producción, por lo que los stocks aumentaron solo muy ligeramente.

SOCIEDAD PRODUCTORA	TIPO DE CARBON	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
Endesa Generación	Lignito pardo	10.476	0,1	10.463	(2,2)	10.696
Endesa Generación	Lignito negro	2.866	(0,9)	2.891	1,0	2.861
Encasur	Hulla	4.395	1,1	4.349	5,6	4.120
Encasur	Antracita	1.418	(12,8)	1.626	(4,2)	1.698
Minas y Ferrocarril de Utrillas	Lignito negro	307	(26,2)	416	(20,9)	526
TOTAL	-	19.462	(1,4)	19.745	(0,8)	19.901

Mercados en que ENDESA desarrolla su actividad en el negocio eléctrico nacional

ENDESA atiende en España a tres mercados de electricidad de distinta naturaleza: el mercado liberalizado a clientes con capacidad para elegir suministrador, con los que negocia contratos de suministro en régimen de competencia; el mercado regulado, formado por los clientes que, por su nivel de consumo, no disponen todavía de capacidad de elección de suministrador, y, finalmente, el mercado mayorista de generación.

ENDESA vendió en el año 2001 a sus clientes del mercado liberalizado 21.742 GWh, lo que representa una cuota del 38,9%, y distribuyó 63.741 GWh a más de 10 millones de clientes a tarifa, lo que supone una cuota del 44,3% del mercado regulado. La energía circulada por las redes de distribución de ENDESA con destino a clientes a tarifa y a clientes cualificados, tanto de ENDESA Energía como de otras comercializadoras, ascendió a 87.307 GWh. Por último, ENDESA vendió al mercado mayorista de generación 82.873 GWh, con una cuota de mercado del 45,2%.

☞ Mercado liberalizado

El mercado potencial de esta línea de negocio, integrado por los clientes cualificados para elegir suministrador, representa en torno al 53% del consumo total peninsular. Sin embargo, el mercado real, es decir, el integrado por los clientes que realmente han ejercido el derecho a elegir suministrador, representa en torno al 27% de dicho consumo. La mayoría de los clientes que permanecen en régimen de tarifa, sin ejercer su derecho a la libre elección de suministrador, están acogidos a contratos interrumpibles que les permiten obtener precios más ventajosos que los de mercado, puesto que las tarifas de acceso, a diferencia de las integrales, no contemplan ningún tipo de bonificación en concepto de interrumpibilidad.

En 2001, ENDESA suministró 21.742 GWh al mercado liberalizado nacional, lo que supone un incremento del 5,9% respecto de 2000 y una cuota de mercado del 38,9%. La empresa consolidó su posición comercial como suministrador de referencia en los principales sectores de actividad de la economía nacional debido al grado de innovación y nivel de amplitud de su gama de productos y servicios, y al criterio de orientar la oferta a las necesidades específicas de sus clientes.

Cabe destacar en este sentido:

- ? ENDESA es uno de los principales suministradores a clientes del mercado liberalizado en sectores muy relevantes, tales como el químico y el de automoción, en los que vende, además de electricidad, volúmenes importantes de gas natural, consolidando así la línea estratégica de suministrar servicios energéticos integrados.
- ? El alto porcentaje de renovación de los contratos de suministro de energía y la extensión de los plazos de vigencia de los mismos, como consecuencia de las actuaciones llevadas a cabo para reforzar la fidelización de los clientes.
- ? El incremento de las ventas de servicios energéticos integrales, como consecuencia de la especialización de las ofertas y del mayor conocimiento de los procesos de negocio de los clientes.

☞ Mercado regulado

En el año 2001, el mercado de distribución de ENDESA en España abarcaba un territorio cercano a los 204.000 km², repartido entre doce Comunidades Autónomas, con una población de alrededor de 21 millones de habitantes. Este territorio se extiende, fundamentalmente, por el arco mediterráneo, el Atlántico sur, el eje del Ebro y los archipiélagos canario y balear, áreas todas ellas de intenso dinamismo económico.

El número de clientes de ENDESA creció un 2,4% en 2001 respecto del año anterior, alcanzando los 10.487.228 al término del ejercicio, cifra que incluye 511.038 de Viesgo. Los incrementos experimentados por el número de clientes en los mercados de Sevillana ENDESA (2,9%), Gesa ENDESA (2,6%) y Unelco ENDESA (2,5%) fueron especialmente relevantes y se debieron en buena medida a la implantación de segundas residencias de ciudadanos españoles y extranjeros en Andalucía y las islas.

El cuadro que figura a continuación refleja la evolución del número de clientes de ENDESA en el mercado regulado:

SOCIEDAD	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
ERZ Endesa	727.181	1,9	713.900	1,5	703.411
Fecsa Endesa	3.803.862	2,0	3.728.622	6,1	3.513.445
Gesa Endesa	569.137	2,6	554.498	2,4	541.259
Sevillana Endesa	3.979.170	2,9	3.867.478	2,8	3.760.988
Unelco Endesa	896.900	2,5	875.072	3,6	844.904
Viesgo Endesa	511.038	2,1	500.675	2,2	489.750
TOTAL ENDESA	10.487.228	2,4	10.240.245	3,9	9.853.757

La energía total suministrada por las redes de distribución de ENDESA en el año 2001 ascendió a 87.307 GWh, con un crecimiento del 4,8% respecto de 2000. Cabe destacar los crecimientos experimentados en Baleares y Canarias. El mercado balear, atendido por GESA ENDESA, tuvo un crecimiento del 8,1% en 2001 y el canario, atendido por UNELCO ENDESA, tuvo una tasa de crecimiento del 6,9%. El cuadro siguiente muestra la evolución de la energía circulada por las redes de ENDESA (GWh):

SOCIEDAD	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
ERZ Endesa	5.935	6,0	5.599	5,1	5.327
Fecsa Endesa	37.801	4,0	36.332	4,9	34.625
Gesa Endesa	4.222	8,8	3.880	5,5	3.677
Sevillana Endesa	28.522	4,9	27.184	6,3	25.575
Unelco Endesa	6.156	7,7	5.716	7,9	5.296
Viesgo Endesa	4.671	3,0	4.537	4,6	4.337

TOTAL ENDESA	87.307	4,9	83.248	5,6	78.837
---------------------	---------------	------------	---------------	------------	---------------

El porcentaje de la energía total suministrada que fue destinada a servir a clientes del mercado liberalizado pasó del 24,9% de 2000, al 27% en 2001, lo que refleja el incremento del grado de liberalización que está alcanzando el mercado español. Como consecuencia del número de clientes que pasó del mercado regulado al mercado liberalizado, las ventas de ENDESA en el primero de ellos aumentaron solamente un 1,7% en 2001 con respecto al año 2000, situándose en 63.741 GWh, lo que supone una cuota de mercado del 44,3%.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de las ventas de energía eléctrica de ENDESA en el mercado regulado (GWh):

SOCIEDAD	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
ERZ Endesa	4.010	-	4.010	(11,9)	4.553
Fecsa Endesa	24.789	(1,6)	25.183	(7,4)	27.204
Gesa Endesa	4.223	8,8	3.880	5,5	3.677
Sevillana Endesa	21.039	0,1	21.017	(7,7)	22.782
Unelco Endesa	6.156	7,7	5.716	7,3	5.329
Viesgo Endesa	3.525	2,1	3.451	(3,3)	3.567
TOTAL ENDESA	63.742	0,8	63.257	(5,7)	67.112

? Mercado mayorista de generación

El mercado mayorista español está dividido en dos tipos de mercados: por un lado, el diario y los intradiarios, gestionados por el Operador del Mercado; y, por otro, los mercados de ajustes y servicios complementarios (regulación frecuencia-potencia y restricciones de la red), gestionados por el Operador del Sistema.

La demanda contratada por el conjunto del sector eléctrico en el mercado diario representó el 96,65% del total de la energía negociada en el mercado mayorista en 2001 y alcanzó la cifra de 177.363 GWh, lo que supone un crecimiento del 3,4% respecto al año anterior. En los seis mercados intradiarios que se celebran cada jornada, se negociaron 5.031 GWh netos.

En cuanto a la participación de las diferentes tecnologías en el conjunto de las ventas al mercado, el carbón alcanzó la mayor, con un 35,3%, y el fuel-gas registró la menor, con un 6,3%. Esta última tecnología fue requerida básicamente en la resolución de restricciones de la red detectadas por el Operador del Sistema y, a diferencia de años anteriores, para la cobertura de la demanda durante buena parte de los meses de noviembre y diciembre, ante la reducción del margen de cobertura derivada de la fuerte caída de las aportaciones hidroeléctricas. En cuanto a las restantes tecnologías, la nuclear se situó en el 33,2% y la hidráulica en el 21,2%. Las importaciones, con un 4,0%, completaron la estructura de las ventas en este mercado.

Por lo que se refiere a las compras al mercado mayorista, el 27,8% correspondió a las comercializadoras y el 68,07% se destinó al sector de clientes a tarifa regulada. El bombeo, con un 2,2%, y el saldo neto de las exportaciones, con un 1,93%, completaron la estructura.

ENDESA vendió al mercado mayorista 82.873 GWh en 2001. Su participación en las ventas, sumadas las del mercado diario y posteriores, fue del 45,2%. En relación con el sistema eléctrico peninsular, es decir, sin tener en cuenta el saldo neto de importaciones, ENDESA supuso el 46,7% de la producción total.

Desde el punto de vista de las compras, ENDESA adquirió 69.156 GWh para cubrir la demanda de sus compañías de distribución y comercialización, así como sus autoconsumos de bombeo. Dicha cantidad representó el 38,5% de las compras totales contratadas en el mercado.

El precio medio del mercado diario se situó en 3,15 cEur/kWh en 2001, importe un 1,1% menor que el de 2000. En el primer trimestre del año, caracterizado por una elevada hidraulicidad, se situó en 2,1

cEur/kWh, mientras que en los meses de noviembre y diciembre, período seco y de fuerte demanda, fue de 4,2 cEur/kWh.

En los mercados posteriores, el sobrecoste con respecto al precio del mercado diario fue de 0,27 cEur/kWh. Por último, si se añade al precio medio la retribución en concepto de garantía de potencia, el precio final de la energía vendida en el mercado mayorista en 2001 alcanza los 3,88 cEur/kWh, lo que supone un descenso del 1,5% respecto de los 3,94 cEur/kWh registrados en 2000. Sus variaciones mensuales a lo largo del año estuvieron comprendidas entre los 2,58 cEur/kWh de marzo y los 5,79 cEur/kWh de octubre.

IV.2.2.2. NEGOCIO ELECTRICO EN EUROPA Y NORTE DE AFRICA

ENDESA ha desarrollado una estrategia de expansión internacional en su entorno geográfico próximo, basada en un proceso de adquisiciones en la zona mediterránea, integrada por Francia, Italia, Portugal y el Norte de África, y una presencia selectiva fuera de esta zona. El fin de esta estrategia es la adquisición de activos que faciliten la disponibilidad de energía y el acceso a clientes. En este contexto, la gestión de la energía es básica en el conocimiento y valoración del mercado europeo.

A finales del 2001, las empresas europeas no españolas en las que ENDESA posee participaciones sumaban un total de 9.253 MW, de los cuales ENDESA controla, en razón de su participación, los 5.720 MW correspondientes a ENDESA Italia.

En el terreno de la comercialización, vendió 510 GWh en el conjunto del año a 100 puntos de consumo de clientes con capacidad de elección de suministrador en Francia, Italia, Portugal y Andorra.

✍ **Generación**

El 23 de julio de 2001, un consorcio liderado por ENDESA se adjudicó la compañía Elettrogen que, con 5.720 MW de potencia instalada, es la segunda generadora eléctrica italiana.

Elettrogen fue la primera compañía que puso a la venta Enel dentro del proceso de desinversiones que está llevando a cabo, de acuerdo con las medidas aprobadas por el Gobierno italiano en 1999. El 1 de enero de 2002, ENDESA Italia SRL, sociedad creada a finales de 2001, ha absorbido a Elettrogen, culminando así el proceso de toma de control de la sociedad italiana.

El consorcio que se adjudicó la compañía italiana estaba integrado por ENDESA (45,33%), Santander Central Hispano (SCH) (40%) y la empresa energética italiana de propiedad municipal ASM Brescia (15%). No obstante, en marzo de 2002, ENDESA ha llegado a un acuerdo con SCH para adquirir un 5,67% de la participación que éste poseía en la compañía. En consecuencia, su participación en ENDESA Italia se eleva en la actualidad al 51%, por lo que pasará a consolidar los resultados de la misma por integración global.

La adquisición de dicha participación ha supuesto una inversión total de 1.126 millones de euros (999 millones de euros en el año 2001 y 127 millones de euros en el año 2002), y su incorporación al perímetro de consolidación ha supuesto la aportación de deuda por importe de 1.506 millones de euros.

El parque de generación de ENDESA Italia está compuesto por las centrales de Tavazzano, de 1.280 MW de potencia; Monfalcone, de 979 MW; Núcleo de Terni, de 530 MW; Ostiglia, de 1.320 MW; Fiume Santo, de 960 MW, Trapani, de 170 MW, Núcleo de Cotronei, de 369 MW y Núcleo de Catanzaro, de 115 MW.

A finales de abril de 2001, Charbonnages de France (CdF) vendió a ENDESA el 30% de las acciones de la compañía generadora Snet. El resto de los accionistas de la compañía siguen siendo CdF, con un 51%, y Electricité de France (EdF), con el 19% restante. En el marco de este contrato, ENDESA ha adquirido también el derecho preferencial a la compra de cualquier otro paquete adicional que CdF pueda poner a la venta en un futuro próximo.

Snet posee nueve unidades térmicas de carbón en Francia distribuidas entre cinco emplazamientos, con una potencia instalada de 2.930 MW y muy repartidas por el territorio nacional: son los grupos 3, 4, 5 y 6 de la central Emile Huchet, que totalizan 1.193 MW de potencia; la central de Hornaing, de 250 MW de potencia; los grupos 4 y 5 de la central de Gardanne, con una potencia total de 850 MW; la central Lucy 3, de 250 MW de potencia; la de Penchot, de 60 MW. Además, posee una participación de control del 51% en la central de cogeneración polaca de Bialystock, de 330 MW. En 2001, estas centrales generaron 7.270 GWh.

Las características del parque generador de Snet, semibase y generación de punta, le han permitido servir de soporte a las actividades de "trading" en diferentes mercados europeos a lo largo del año 2001. La mayor parte de la energía generada por Snet, no obstante, está comprometida con EdF a largo plazo.

Además, ENDESA posee el 25% de Soprolif, empresa francesa dedicada a la operación de la unidad 4 de la central de Gardanne, un grupo termoeléctrico de lecho fluido circulante de 250 MW de potencia. El accionariado de Soprolif está integrado, aparte de ENDESA, por EdF (55%), Alstom (10%) y SNET (10%). Por lo tanto, el porcentaje del 25% que ENDESA posee de manera directa en la instalación es adicional al que tiene de manera indirecta como consecuencia de su participación en SNET.

ENDESA participa en el mercado portugués de generación a través del 35% de Tejo Energía, compañía que explota la central térmica de Pego (Portugal), de 600 MW de potencia. Dicha central tiene vendida su energía, a largo plazo, al sistema vinculado portugués.

El cuadro que figura a continuación muestra la potencia instalada de ENDESA en otros países europeos al 31 de diciembre de 2001:

	LOCALIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)	PARTICIPACION ENDESA (%)
Italia (1)			
Tavazzano	Italia	1.280,0	45,3
Monfalcone	Italia	979,0	45,3
Núcleo de Terni	Italia	530,0	45,3
Ostiglia	Italia	1.320,0	45,3
Fiume Santo	Italia	960,0	45,3
Núcleo de Cotronei	Italia	369,0	45,3
Trapani	Italia	170,0	45,3
Núcleo de Catanzaro	Italia	115,0	45,3
Francia			
Emile Huchet 3	Francia	125,0	30,0
Emile Huchet 4	Francia	125,0	30,0
Emile Huchet 5	Francia	343,0	30,0
Emile Huchet 6	Francia	600,0	30,0
Hornaing 3	Francia	250,0	30,0
Provence 4 (Gardanne)	Francia	250,0	30,0
Provence 5 (Gardanne)	Francia	600,0	30,0
Lucy 3	Francia	250,0	30,0
Penchot	Francia	60,0	30,0
Portugal			
Pego	Portugal	600,0	35,0
Polonia			
Bialystock (2)	Polonia	330,0	30,0

(1) Antes del acuerdo alcanzado en marzo de 2002 según el cual ENDESA ha adquirido un 5,7% adicional de ENDESA Italia siendo su participación actual del 51%.

(2) Central de cogeneración participada en un 51% por la sociedad francesa Snet.

☞ **Suministro a clientes liberalizados**

ENDESA continúa afianzando su posición comercial en Europa. A finales de 2001, contaba con 100 puntos de suministro a clientes con capacidad de elección de suministrador, repartidos entre Francia (83), Portugal (11), Italia (6) y el Principado de Andorra. La energía total suministrada a dichos clientes

durante el año 2001 ascendió 510 GWh. Además, posee licencia para comercializar electricidad a clientes del mercado liberalizado en Alemania.

La cartera total de clientes finales en estos países se cifra en 606 GWh, a los que hay que añadir los 2.900 GWh correspondientes a la actividad de comercialización de SNET en Francia, lo que supone un total de 3.506 GWh.

A finales de 2001, ENDESA poseía en Francia el 6% de los clientes con capacidad de elección de suministrador. En Portugal, ENDESA Energía y el grupo portugués SONAE han acordado la creación de una empresa mixta, participada al 50% por ambas compañías, con el objetivo de comercializar electricidad y servicios a los clientes portugueses del mercado libre de energía eléctrica.

Distribución

En el año 2000, ENDESA llegó a acuerdos para la adquisición de las compañías holandesas REMU y NRE. Estas empresas, de propiedad municipal, desarrollan actividades en los negocios de distribución y suministro de gas, electricidad y vapor para calefacción urbana. El cierre de dichas transacciones se encontraba sujeto, entre otras condiciones, a la aprobación por parte del Ministerio de Asuntos Económicos holandés, antes de determinada fecha. Debido a ulteriores modificaciones de la normativa del sector eléctrico de aquel país, tal aprobación no se ha obtenido. Las partes han venido renegociando los términos de dichas adquisiciones a la vista de dichos cambios normativos, sin haber alcanzado un acuerdo definitivo dentro del plazo que se habían fijado para ello. ENDESA ha alcanzado un principio de acuerdo con los accionistas de NRE para poner término a las negociaciones. En lo que respecta a REMU, en junio de 2002 sus accionistas han comunicado a ENDESA que se consideran desvinculados de su acuerdo para la venta de REMU, sin que ello suponga renuncia de las partes a la reclamación de los perjuicios a que pudieran tener derecho.

Intercambios internacionales

En el terreno de los intercambios internacionales, ENDESA exportó 676 GWh durante el año 2001. Estas operaciones tuvieron como destino el suministro a clientes de ENDESA Energía en el extranjero y operaciones de venta al por mayor a otros sistemas.

En la primera categoría, se encuadran las ventas a Forces Electriques d'Andorra (FEDA), a la que ENDESA suministró 258 GWh en el marco de un contrato a largo plazo; al Office National d'Electricité (ONE) de Marruecos, al que entregó un total de 43 GWh mediante diversos contratos; y a los clientes finales de Portugal, a los que se suministraron 486 GWh, de los que 178 GWh se exportaron desde el "pool" español. Las ventas al por mayor a otros sistemas supusieron 197 GWh, de los que 95 GWh correspondieron a ventas a ENDESA Trading a través de la frontera francesa y 102 GWh a ventas a Rede Eléctrica Nacional (REN) de Portugal. Por otro lado, ENDESA adquirió cerca de 5 GWh en Portugal y en mercados centroeuropeos durante 2001 que destinó al mercado mayorista español.

Gestión de energía

Durante 2001, ENDESA Trading ha gestionado los riesgos derivados de la operación comercial de los activos de ENDESA en Europa y ha aprovechado las oportunidades de arbitraje que han surgido entre diferentes mercados regionales europeos. Una parte importante de las actividades de ENDESA Trading consistió en el suministro de energía y de productos de cobertura de riesgo para las ventas de electricidad por parte de ENDESA Energía en Francia e Italia y de SNET en Francia, así como para las ventas de gas natural realizadas por ENDESA Energía en España.

En el año 2001, se realizaron también operaciones de compraventa de electricidad a plazo. Estas operaciones permitieron proteger parcialmente las consecuencias de las fluctuaciones de los precios del mercado, alcanzaron un volumen de unos 28 GWh y mejoraron el margen de contribución de la actividad.

Participación en mercados mayoristas

ENDESA posee un 10% de ENDEX un mercado liberalizado de ámbito centroeuropeo, y de Gielda Energii, operador del mercado mayorista de Polonia, así como el 5% de Powernext, la Bolsa de energía francesa.

ENDEX inició sus operaciones en 1999, con la denominación de Amsterdam Power Exchange (APX), y su objetivo es convertirse en uno de los mercados eléctricos de referencia de la Europa Occidental y Central. Aparte de ENDESA, otros accionistas relevantes del ENDEX son las empresas Electrabel y Vattenfall, y la Bolsa de Valores de Amsterdam.

Gielda Energii comenzó a operar el 1 de julio de 2000, antes de haberse cumplido un año desde que el Gobierno polaco sacó a concurso internacional la creación de la compañía operadora de su mercado mayorista de electricidad. ENDESA ha tenido una destacada participación en el lanzamiento de esta iniciativa.

En cuanto a Powernext, empezó a operar el 26 de noviembre de 2001. Entre sus accionistas, se encuentran entidades financieras y empresas del sector energético, como HGRT (un grupo de gestores de red europeos), BNP Paribas, Electricité de France (EdF), Electrabel, Société Générale y TotalFinaElf.

☞ Negocios en el norte de Africa

ENDESA posee una participación directa del 18% en la empresa Lydec, que distribuye agua y electricidad en Casablanca (Marruecos) y cuenta con 650.000 clientes eléctricos.

Por otra parte, ENDESA firmó un acuerdo con la compañía eléctrica marroquí ONE el 28 de noviembre de 2001 para la construcción de una central de ciclo combinado en el norte de Marruecos. Mediante este acuerdo, ONE ha adjudicado la construcción y el derecho de uso de la central a una sociedad integrada por la propia ONE (48%), ENDESA (32%) y Siemens (20%). La central contará con una potencia instalada de 384 MW y estará ubicada en Tahaddart, a unos 30 kilómetros de Tánger.

IV.2.2.3. NEGOCIO ELECTRICO EN IBEROAMERICA

Durante el año 2001, ENDESA ha continuado consolidando su situación en el mercado eléctrico iberoamericano, mejorando la posición competitiva y los ratios de eficiencia de su compañías participadas y prosiguiendo con el proceso de reestructuración organizativa de Enersis.

ENDESA realiza actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad en seis países iberoamericanos, en los que cuenta con 13.538 MW de potencia instalada y 10 millones de clientes. Es el mayor operador eléctrico en Chile, Argentina, Colombia y Perú, y tiene una presencia significativa en Brasil y, en menor medida, en la República Dominicana.

La distribución del inmovilizado del negocio eléctrico en Iberoamérica por mercados geográficos es la que figura a continuación (cifras en millones de euros):

	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Chile	3.494	(7,6)	3.780	(22,5)	4.875
Argentina	1.911	(38,5)	3.106	9,3	2.841
Brasil	1.857	8,9	1.706	25,3	1.361
Colombia	3.817	8,6	3.514	(1,4)	3.562
Perú	1.994	15,8	1.722	14,7	1.501
TOTAL (*)	13.073	(5,5)	13.828	(2,2)	14.141

(*) Incluye el efecto de las diferencias de conversión derivadas de la evolución del tipo de cambio al cierre de cada ejercicio. En Argentina, la devaluación del peso argentino con el euro considerada al cierre del año 2001 es del 33%.

☞ Generación

A finales del año 2001, ENDESA controlaba en Iberoamérica un parque de generación de 13.538 MW de potencia instalada, de la que un 62,3% correspondía a centrales hidráulicas y un 37,7% a centrales térmicas de distintas tecnologías.

A continuación se muestra detalle del parque de generación de ENDESA en Iberoamérica al 31 de diciembre de 2001:

	LOCALIDAD	POTENCIA INSTALADA (MW)	PARTICIPACION ENDESA (%)
Chile			
Los Molles	Chile	18,0	60,00
Rapel	Chile	377,0	60,00
Sauzal	Chile	80,0	60,00
Sauzalito	Chile	10,0	60,00
Cipreses	Chile	106,0	60,00
Isla	Chile	68,0	60,00
Pehuenche	Chile	566,0	55,53
Currillinque	Chile	89,0	55,53
Loma Alta	Chile	40,0	55,53
Abanico	Chile	136,0	60,00
El Toro	Chile	450,0	60,00
Antuco	Chile	320,0	60,00
Pangue	Chile	467,0	55,49
Canutillar	Chile	172,0	60,00
Tarapacá	Chile	181,8	60,00
Atacama	Chile	555,0	30,00
Tal Tal	Chile	243,0	60,00
Diego de Almagro	Chile	23,8	60,00
Huasco	Chile	64,2	60,00
San Isidro	Chile	379,0	45,00
Bocamina	Chile	128,0	60,00
Argentina			
Costanera	Argentina	1.982,0	51,70
CBA	Argentina	320,0	51,70
Dock Sud	Argentina	802,0	69,80
El Chocón	Argentina	1.320,0	65,20
Brasil			
Cachoeira Dourada	Brasil	658,0	98,80
Colombia			
El Guavio	Colombia	1.150,0	48,50
Cadena Vieja	Colombia	544,0	48,50
Cadena Nueva	Colombia	580,5	48,50
Termopiza	Colombia	220,0	48,50
Betania	Colombia	540,0	85,60
Perú			
Ventanilla	Perú	550,0	60,00
Piura	Perú	161,0	60,00
Huinco	Perú	247,0	69,80
Matucana	Perú	128,6	69,80
Callahuanca	Perú	74,4	69,80
Moyopampa	Perú	64,7	69,80
Huampamí	Perú	30,2	69,80
Santa Rosa	Perú	261,0	69,80
Yanango	Perú	42,0	69,80
Chimay	Perú	149,	69,80
República Dominicana			
Punta Cana	República Dominicana	54,0	40,00

El detalle de la evolución de la potencia instalada de ENDESA en Iberoamérica es el que figura a continuación (MW):

	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Chile	3.935	(2,5)	4.035	(1,4)	4.094
Argentina	4.424	19,9	3.691	(0,1)	3.694
Colombia	3.035	-	3.035	(0,5)	3.050
Perú	1.486	49,0	997	23,5	807
Brasil	658	-	658	0,2	657
TOTAL	13.538	9,0	12.417	0,9	12.303

Entre las variaciones de la potencia instalada registradas en el ejercicio, cabe destacar la finalización de la construcción de la central de ciclo combinado Dock Sud en Argentina. La instalación, con una potencia de 775 MW, entró en operación a mediados del mes de junio. En agosto de 2001, ENDESA adquirió un 0,672% adicional de la central hidroeléctrica brasileña Cachoeira Dourada, de 658 MW de potencia instalada, a través de una OPA. Tras esta operación, la Empresa situó su participación total en un 99,51%.

A finales del ejercicio 2001, ENDESA y Enersis compraron el 51,18% y el 48,82% respectivamente, de la sociedad que va a construir y operar la central de ciclo combinado de Fortaleza, de 310 MW de potencia instalada, que estará situada en el Estado brasileño de Ceará y cuya entrada en servicio comercial está prevista para noviembre de 2003. Se calcula que la producción de la instalación cubrirá alrededor del 30% de la demanda eléctrica del Estado. La operación supondrá una inversión conjunta cercana a los 210 millones de dólares.

Por otro lado, ENDESA Chile continuó la construcción de la central hidroeléctrica de Ralco, de 570 MW de potencia, en el curso superior del río Bío. La inversión prevista asciende a 568 millones de dólares. Se estima que la entrada en operación de la instalación tendrá lugar antes de finales de 2003 y que su producción anual alcanzará los 3.100 GWh. La central de Ralco, que es clave para la autonomía energética de Chile, se está desarrollando sobre la base de equilibrar de manera razonable las necesidades de una inversión imprescindible para el abastecimiento de energía eléctrica del país con las exigencias sociales de preservación del medio ambiente.

En el año 2001, la generación bruta de energía de ENDESA en Iberoamérica fue de 44.446 GWh, lo que supone un aumento de un 4,7% con respecto a 2000, tal y como figura en el siguiente cuadro (GWh):

	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Chile	15.741	2,6	15.346	12,3	13.665
Argentina	11.864	13,3	10.470	9,3	9.579
Colombia	10.105	5,1	9.618	(12,2)	10.955
Perú	4.480	23,7	3.623	17,1	3.095
Brasil	2.256	(33,8)	3.406	5,7	3.222
TOTAL	44.446	4,7	42.463	4,8	40.516

☞ Transporte y Distribución

ENDESA cuenta aproximadamente con 10 millones de clientes en Chile, Argentina, Brasil, Perú y Colombia habiendo ascendido la energía distribuida por sus empresas participadas a lo largo del año 2001 a 48.102 GWh, un 22,8% menos que el ejercicio anterior. Cabe advertir que la mayor parte de esta disminución se debe a que, en marzo de 2001, ENDESA vendió la totalidad de la participación que poseía en la distribuidora argentina Edenor, dando cumplimiento a los requerimientos de las autoridades regulatorias argentinas, siendo las cifras de clientes y GWh en Argentina en el año 2000 igual a 4.384 miles de clientes y 26.213 GWh respectivamente.

PAIS	MILES CLIENTES	%	GWh	%
Chile	1.583	15,8	10.819	22,5
Argentina	2.097	21,0	12.909	26,8
Colombia	1.850	18,5	8.608	17,9
Perú	867	8,7	3.675	7,6
Brasil	3.608	36,1	12.091	25,2
TOTAL	10.005	100,0	48.102	100,0

Durante el primer semestre del año 2000, se inició la operación de la primera fase del Proyecto CIEN, interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil con una capacidad de 1.000 MW. A finales del segundo semestre de ese mismo ejercicio, se inició el desarrollo de la segunda fase del proyecto con el objetivo de duplicar la capacidad de transporte de dicha interconexión. El desarrollo y construcción de esta segunda fase ha continuado a lo largo del año 2001.

En noviembre de 2001, tras varios años impulsando el lanzamiento del Proyecto SIEPAC, consistente en la interconexión eléctrica entre los seis países de Centroamérica, ENDESA se incorporó como nuevo socio de la Empresa Propietaria de la Línea (EPL), constituida en 1998 para construir, operar y mantener la citada línea de interconexión. ENDESA asumirá la Gerencia General de la citada sociedad. El proyecto, que tiene un presupuesto estimado de 318 millones de dólares USA, permitirá la instalación de una línea troncal de 1.880 kilómetros de longitud a 230 kV de tensión. En 2002, se preparará y desarrollará la licitación y contratación de la línea, cuya construcción efectiva se realizará entre 2003 y 2006, año en el que está prevista su entrada en operación.

Cabe mencionar también, por su estrecha relación con el negocio eléctrico, que el gasoducto Gas Atacama entre Argentina y Chile, que funciona desde 1999 y en el que ENDESA participa con un 19,5%, continuó operando con normalidad a lo largo de 2001.

Proyecto Génesis

El Proyecto Génesis es un plan diseñado y puesto en marcha por ENDESA en 1999 para consolidar sus compañías iberoamericanas participadas, mejorar su posición competitiva, incrementar su rentabilidad. Para conseguir estos objetivos el Proyecto Génesis incluye acciones de mejora de los ratios operativos y de la estructura financiera de estas empresas, así como la reestructuración de su cartera de negocios, a fin de concentrar su actividad en aquéllos que poseen un carácter estratégico.

El Proyecto Génesis tiene un plazo de implantación de cuatro años. Tras finalizar los dos primeros, y a pesar de las condiciones desfavorables que han afectado a los mercados iberoamericanos en ese período, puede concluirse que se ha avanzado de manera considerable en la obtención de los objetivos marcados y que, en varios de ellos, se marcha por delante del calendario previsto.

Así, el EBITDA (flujo de caja operativo) de las operaciones de las compañías participadas por ENDESA en Iberoamérica ha pasado de 1.962 millones de euros en 2000 a 2.086 millones de euros en 2001, y la cobertura de los costes financieros por el EBITDA, de 2,0 veces a 2,5 veces en el mismo período. Además, los resultados operativos en las compañías participadas registraron en 2001 una importante mejora respecto del ejercicio anterior, con un incremento del 29,8%.

La productividad se ha incrementado también en proporción considerable. En generación, el número de MW por empleado ha pasado de 6,9 en 1998 a 10,8 en 2001, con un incremento del 57%; y, en distribución, el número de clientes por empleado, de 798 en 1998 a 1.379 en 2001, lo que supone un incremento del 73%.

Por lo que se refiere a la evolución de los costes operativos, los del negocio de generación se han reducido de 13,4 US\$/kW en 1998 a 8,7 US\$/kW en 2001, situándose así incluso por debajo del objetivo marcado para el ejercicio 2003, que era de 9,2 US\$/kW.

A su vez, los costes operativos de la actividad de distribución han disminuido en el mismo período de 16,2 US\$/MWh a 12,2 US\$/MWh, lo que supone haber alcanzado el 52% del objetivo previsto para 2003.

Por otro lado, la refinanciación de créditos y otras operaciones financieras y fiscales han proporcionado ahorros por importe de 221 millones de dólares en las compañías iberoamericanas participadas.

En cuanto a la gestión de la cartera de activos, las desinversiones realizadas suman un total de 2.400 millones de dólares, cantidad superior en un 60% al objetivo inicialmente planteado.

Chile

El 37% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Chile. La plantilla total de la Empresa en este país asciende a 3.215 empleados.

ENDESA está presente en el mercado chileno a través de Enersis, el mayor grupo eléctrico privado de Iberoamérica, del cual es accionista de control como propietario del 65% de su capital social (la participación económica es del 64,97%).

A través de Enersis, ENDESA está presente en ENDESA Chile, la principal generadora del país andino, que cuenta directamente, o a través de sus compañías participadas, con un total de 3.935 MW de potencia instalada. La participación de control de ENDESA en esta generadora es del 59,98% y la participación económica es del 38,97%. Esta compañía posee a su vez participaciones en otras generadoras chilenas, como San Isidro (participación de control y económica del 50,00% y 29,23% respectivamente), Pangué (participación de control y económica del 92,48% y 36,04% respectivamente), Celta (participación de control y económica del 100,00% y 38,97% respectivamente) y Pehuenche (participación de control y económica del 93,66% y 36,50% respectivamente).

Por otra parte, ENDESA, también a través de Enersis, controla las sociedades distribuidoras Chilectra (participación de control y económica del 98,24% y 63,82% respectivamente), con 1,3 millones de clientes, y Río Maipo (participación de control y económica del 98,74% y 64,15% respectivamente), con 0,3 millones de clientes. Además, ENERSIS cuenta con participaciones significativas, tanto en Chile como fuera de Chile, en sociedades que desarrollan servicios en los sectores inmobiliario, ingeniería e informática.

? **Colombia**

En Colombia se concentra el 21% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica. La plantilla total de la Empresa en este país asciende a 1.421 empleados.

ENDESA gestiona 3.035 MW de potencia instalada en Colombia. Cuenta con una participación del 48,48% en Emgesa (participación económica del 36,26%), la mayor empresa productora de electricidad del país, con 2.495 MW de potencia instalada, y del 85,62% en la central de Betania (participación económica del 33,36%), de 540 MW.

En distribución, ENDESA posee una participación de control del 48,48% en Codensa (participación económica del 44,98%) compañía que distribuye electricidad a 1,9 millones de clientes en Bogotá.

✍ **Argentina**

El 18% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se hallan en Argentina. La plantilla total de la Empresa en este país asciende a 2.761 empleados.

En el negocio de generación, ENDESA tiene una participación de control del 69,76% en Dock Sud (participación económica del 39,86%), una central que posee dos grupos con una potencia total de más de 800 MW. Además, ENDESA controla, a través de Enersis y de ENDESA Chile, el 51,93% de la instalación térmica Costanera-Central de Buenos Aires (participación económica del 20,23%), con 2.302 MW de potencia instalada, y el 65,19% de la central hidráulica El Chocón (participación económica del 18,19%), con 1.320 MW.

ENDESA controla en distribución, a través de Enersis, la empresa argentina Edesur, que distribuye electricidad a 2,1 millones de clientes de la zona sur de Buenos Aires y en la que tiene una participación de control del 99,44% y una participación económica del 48,51%. ENDESA está también presente en el negocio del transporte de energía eléctrica de Argentina a través de una participación de control y del 22,2% en la empresa Yacylec, compañía que opera y mantiene la línea de Yaciretá, de 282 Km de longitud, y la estación transformadora de Resistencia.

? **Brasil**

El 14% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica se encuentra en Brasil. La plantilla total de la Empresa en este país asciende a 3.049 empleados. En generación, ENDESA cuenta, a través de Enersis, con una participación de control del 99,51% y económica del 36,01% en la central hidroeléctrica de Cachoeira Dourada, de 658 MW de potencia.

En transporte, controla la compañía CIEN (participación de control del 99,99% y participación económica del 72,53%), que gestiona la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil a través de una línea de 507 km de longitud y 1.000 MW de potencia instalada que empezó a funcionar en el primer semestre del año 2000 con óptimos resultados. En 2001, se ha iniciado la ampliación de esta interconexión mediante la construcción de una segunda línea de 500 km de longitud y 1.000 MW adicionales de capacidad de transporte.

En distribución, ENDESA gestiona las empresas Cerj (participación de control y económica del 79,95% y 58,99% respectivamente) y Coelce (participación de control y económica del 58,86% y 45,17% respectivamente). La primera distribuye energía a 1,7 millones de clientes en el Estado de Río de Janeiro y la segunda, a 1,9 millones de clientes en el Estado de Ceará.

? Perú

En Perú se concentra el 10% de los activos consolidados de ENDESA en Iberoamérica. La plantilla total de la Empresa en este país asciende a 853 empleados. ENDESA gestiona directamente 701 MW de potencia instalada en Perú. Posee el 60% de las generadoras Etevensa (participación económica del 43,50%), de 550 MW, y Piura (participación económica del 48,00%), de 161 MW; y, a través de Enersis, cuenta con una participación de control del 63,56% de Edegel (participación económica del 14,77%), empresa que posee 997 MW de potencia instalada. Además, ENDESA, junto con Enersis, tiene una participación de control del 60,00% en Edelnor (participación económica del 39,26%), empresa que distribuye energía en la zona norte de Lima a 870.000 clientes.

? República Dominicana

ENDESA posee el 40% del capital social del Consorcio Energético Punta Cana Macao (CEPM), sociedad generadora y distribuidora que opera una planta de 54 MW de potencia nominal en la República Dominicana y que da servicio a una zona hotelera del este de la isla.

IV.2.2.4. OTROS NEGOCIOS

ENDESA participa además en los siguientes negocios:

1. Cogeneración y energías renovables

Al término del ejercicio 2001, ENDESA participaba en un total de 186 plantas de cogeneración, energías renovables y tratamiento de residuos, con una potencia total de 1.895 MW (explotación más construcción), tal y como se refleja en el siguiente cuadro:

TIPO ENERGIA	PLANTAS	POTENCIA (MW)	%
Cogeneración	83	680	36,0
Eólica	51	825	43,5
Minihidráulica	38	206	11,0
Biomasa	4	16,0	0,8
Residuos urbanos	5	90,0	4,7
Resto	5	78,0	4,1
TOTAL	186	1.895	100,0

ENDESA tiene una posición destacada en el sector de cogeneración y renovables con una cuota de mercado nacional del 20%. En el conjunto del año puso en funcionamiento 14 nuevas instalaciones de energías renovables, con una potencia total de 241 MW, de los cuales un 96% correspondió a parques eólicos.

Por otro lado, ENDESA desinvertió en el año 2001 en plantas de cogeneración que sumaban una potencia total de 287 MW con el fin de optimizar la cartera de participaciones en este sector.

2. Distribución de gas

En el contexto energético actual, se está produciendo una tendencia al acercamiento de los negocios de la electricidad y del gas. La posición de ENDESA como gran consumidor de gas natural en sus centrales de producción eléctrica junto con su estrategia dirigida a convertirse en un proveedor energético integral así como su experiencia como suministrador de energía eléctrica a clientes, han propiciado su entrada en el negocio del gas, en el que ha alcanzado una posición relevante en el mercado ibérico.

Por otro lado, en marzo de 2001, ENDESA firmó, junto con el resto de los socios del proyecto, un acuerdo para la participación en la sociedad REGANOSA, cuyo objetivo es la construcción y operación de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) que se construirá en Mugarbos (Galicia) y los gasoductos de transporte asociados.

Durante el ejercicio 2001, la empresa llevó a cabo la compra de los terrenos, tramitó los derechos concesionales que posibilitan la ubicación de la terminal de GNL, inició el concurso para el diseño y construcción de la terminal, obtuvo la declaración de efectos ambientales y realizó los estudios que verifican el cumplimiento de las diferentes reglamentaciones que son de aplicación al proyecto. En la actualidad, está tramitando las autorizaciones previas y licitando la terminal de Gas Natural Licuado.

ENDESA ha comenzado a suministrar gas natural a clientes cualificados a los que suministraba energía eléctrica, desde enero de 2001, a través de ENDESA Energía.

El aprovisionamiento de gas mediante buques, en una primera fase, y en una segunda fase mediante la adjudicación de 7.400 millones de termias de gas canalizado procedente del Magreb, así como la configuración de una cartera diversificada de clientes, han permitido poner a punto la logística integral del negocio. A 31 de diciembre de 2001, la cartera de gas estaba integrada por 36 clientes, con un consumo anual de 3.700 millones de termias, y una cuota del 4,3%

Durante el año 2001 se adjudicó el 25% del contrato de suministro por gasoducto de gas procedente de Argelia a las sociedades comercializadoras para actuar en el mercado liberalizado, de acuerdo con el Real Decreto 6/2000. A ENDESA Energía le correspondieron el volumen que había solicitado, es decir, 8.883 GWh, que representan aproximadamente el 18% de la cantidad subastada, con una prima resultante final del -3,3%, lo que proporciona a ENDESA una importante ventaja competitiva.

ENDESA desarrolla actividades de distribución de gas canalizado, en los mercados doméstico, comercial e industrial, a través de ENDESA Gas, cuyas empresas participadas en España distribuyen gas canalizado en las Comunidades Autónomas de Aragón, Andalucía, Baleares, Extremadura, Castilla y León y Comunidad Valenciana. Sus empresas participadas en Portugal, Setgas y Portgas, distribuyen gas canalizado en las regiones de Oporto y Setúbal.

SOCIEDAD	PARTICIPACION (%)	Nº CLIENTES	MILLONES TERMIAS
Gas Aragón, S.A.	60,7	125.876	1.596
Gesa Gas, SA.U.	100,0	74.215	314
Meridional de Gas, S.A.U.	100,0	4.001	15
D.C.Gas Extremadura, S.A.	30,0	16.120	509
Distribuidora Regional de Gas, S.A.	45,0	6.652	479
Gas Alicante, S.A.U.	100,0	1.839	7
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	65,0	-	-
Cía. Transportista Gas Canarias, S.A.	64,0	-	-
NQF Gas, SGPS, S.A. (1)	49,0	168.223	1.467
Kromschroeder, S.A.	27,9	-	-
TOTAL	-	396.926	4.387

Portugal. A través de las sociedades Setgas y Portgas.

Al cierre del ejercicio, las empresas participadas por ENDESA Gas contaban con 228.703 clientes en el mercado nacional y 168.223 clientes en el mercado portugués. El incremento total del número de clientes respecto de 2000 ha superado los 66.000 en el conjunto del mercado ibérico, lo que supone un crecimiento del 20,2 %. Durante 2001 ENDESA Gas ha vendido 2.921 millones de termias en el mercado nacional, con un incremento del 16% respecto al año anterior, y 1.467 millones de termias en el mercado portugués, con un incremento del 58% respecto de 2000.

3. Fabricación de aerogeneradores

A través de Made Tecnologías Renovables, S.A., ENDESA está presente en el negocio de fabricación de aerogeneradores y de colectores solares, así como en la construcción, operación y mantenimiento de parques eólicos. Las ventas de aerogeneradores durante el ejercicio 2001 han superado las 343 unidades con una potencia de 244 MW alcanzándose unas ventas acumuladas de 1.433 aerogeneradores, con una potencia total de 695 MW. Durante el ejercicio 2001, Made ha vendido 10.975 colectores solares, lo que representa un incremento del 39% respecto al año anterior.

4. Otros negocios

4.1. Ciclo integral del agua

ENDESA está presente en el mercado del ciclo integral del agua a través de participaciones del 11,64% en Aguas de Barcelona y del 39,95% en Interagua. Por otro lado, participa de forma directa en otras sociedades de distribución y tratamiento de agua en España.

SOCIEDAD	PARTICIPACION (%)	COMUNIDAD AUTONOMA	NUMERO CLIENTES
Emasagra, S.A.	12,3	Andalucía	160.000
Aguas Vega Sierra Elvira, S.A.	15,0	Andalucía	36.713
Aguas de Herrera, S.A.	100,0	Andalucía	11.669
Aguas de la Janda, S.A.	100,0	Andalucía	9.760
Aguas de Guadix, S.A.	40,0	Andalucía	20.000
Gestión de Aguas de Aragón, S.A.	40,0	Aragón	31.322
Gestión e Aguas del Norte, S.A.	55,0	Canarias	17.848
Empresa Mixta de Aguas de Las Palmas, S.A.	33,0	Canarias	150.987
TOTAL	-	-	438.299

En el ejercicio 2002 ENDESA ha llegado a un acuerdo con Aguas de Barcelona para la venta de la participación del 39,95% en la compañía de servicios de agua Interagua. El acuerdo alcanzado incluye la venta de las participaciones que ENDESA posee en Emasagra, Aguas Vega Sierra Elvira, y Gestión de Aguas de Aragón.

4.2. Desalación de agua de mar

ENDESA cuenta con una participación del 75% en la empresa adjudicataria del proyecto de construcción y explotación, durante 25 años, de la planta desaladora de Carboneras (Almería), actualmente en construcción.

4.3 Telecomunicaciones

En España, ENDESA participa en el grupo de telecomunicaciones Auna, que integra empresas de telefonía fija, telefonía móvil, servicios de Internet, señales por cable y participaciones en otras empresas del sector. Fuera de España, ENDESA es propietaria desde junio de 2000 de la empresa chilena de telefonía móvil Smartcom.

a) Auna

La sociedad Auna, Operadores de Telecomunicaciones, fue creada en el año 2000 con el fin de integrar las participaciones individuales que tenían ENDESA, Telecom Italia y Unión Fenosa en compañías de telefonía fija, telefonía móvil, servicios de Internet, y telecomunicaciones por cable.

A finales del año 2001, se alcanzó un acuerdo para la salida de Telecom Italia del accionariado de Auna y la entrada de Santander Central Hispano como segundo accionista del grupo. Esta operación se formalizará una vez obtenidas las autorizaciones administrativas necesarias. En el marco de esta operación, ENDESA adquirirá un 2% adicional de Auna, situando así su participación total en el 29,9%.

Cabe destacar que la valoración de Auna sobre la base de la cual se ha acordado esta operación asciende a 7.400 millones de euros, lo que supone que la participación de ENDESA en el grupo alcanzaría una plusvalía latente de unos 1.200 millones de euros.

Auna es el segundo operador de telecomunicaciones de España con una amplia oferta de servicios a través de las siguientes empresas:

- ? En telefonía móvil, es propietaria del 97,9% de Amena, tercer operador del mercado español. Con más de 5,2 millones de clientes en 2001, esta compañía alcanzó en el ejercicio una cuota de mercado del 17,3% y generó una cifra de negocios de más de 1.450 millones de euros, lo que supone un 73% de crecimiento con respecto al año 2000.
- ? En telefonía fija, es propietaria del 100 por ciento de Retevisión que, a finales de 2001, contaba con 2,6 millones de clientes en telefonía fija y 3,7 millones de líneas contratadas, de las cuales casi 700.000 son preasignadas. En 2001 logró una facturación de 800 millones de euros, que representaron un crecimiento del 30% con respecto al año anterior.
- ? En servicios de Internet, Auna es propietaria del 99,3% de eresMas. A finales de 2001 esta compañía contaba con más 2,2 millones de usuarios de acceso a internet, frente a los 1,4 millones del 2000, y más de 600 millones de páginas vistas al mes. Obtuvo una facturación superior a los 53 millones de euros en el ejercicio 2001, que representaron un 117% de crecimiento con respecto al año anterior.
- ? En servicios por cable, en agosto de 2001 se constituyó Auna Cable con el fin de agrupar los operadores de cable participados por Auna: Madritel (Madrid), Menta (Cataluña), Supercable (Andalucía), Canarias Telecom (Canarias) y Able (Aragón). Al término de 2001, Auna Cable contaba con casi 2 millones de hogares pasados, frente a los 1,1 millones del año anterior, y ofrecía servicios de banda ancha, integrando telefonía, acceso a Internet y televisión de pago a más de 260.000 clientes, con un incremento del 154% respecto al 2000. Auna Cable facturó 140 millones de euros en el año 2001, frente a los 37 millones de euros del año anterior.
- ? Por último, al término de 2001 Auna poseía el 18,6% de la empresa española de señales por satélite Hispasat, el 49% de Quiero TV, operadora de la primera licencia de televisión digital terrestre y cuyo cierre se ha acordado recientemente, el 3% del operador de telecomunicaciones Euskaltel (País Vasco) y participaciones adicionales en el negocio del cable en Tenaria (Navarra y La Rioja) con un 16,8% y en Med Telecom (Valencia) con el 10%.

En el año 2001, la facturación de Auna fue de 2.290 millones de euros, lo que supone un incremento del 54% con respecto a los 1.480 millones de euros facturados en 2000. Como resultado de este crecimiento, Auna ha cerrado el año 2001 con un resultado operativo de 129 millones de euros frente al resultado negativo de 682 millones de euros en el año 2000. Las inversiones acumuladas al cierre de 2001 superaron la cifra de 6.127 millones de euros. Por otro lado y al margen de su presencia en Auna, ENDESA posee otras participaciones en el sector español de las telecomunicaciones: el 10% de Euskaltel y el 50,6% de Netco Redes.

Los cuadros que figuran a continuación muestran información de las participadas de Auna referida al 31 de diciembre de 2001 (en porcentaje):

	INGRESOS OPERACIONES	RESULTADO NETO (PERDIDAS)	INVERSION ACUMULADA
Retevisión	32,74%	24,96%	24,41%
Amena	59,68%	25,29%	39,17%
EresMas	2,15%	11,99%	4,78%
Auna Cable	5,43%	37,76%	31,64%

TOTAL	100,00%	100,00%	100,00%
--------------	----------------	----------------	----------------

b) Smartcom

Desde que adquirió Smartcom, operadora de telefonía móvil de Chile, en junio de 2000, ENDESA ha realizado un plan de inversiones para la modernización de la red, el aumento de calidad de la señal, la extensión de la cobertura, el desarrollo de nuevos productos innovadores, el despliegue de una red comercial y de distribución capilar, y la mejora de los sistemas de gestión y atención al cliente. Como resultado de esta estrategia, durante el año 2001 Smartcom ha conseguido:

- ? Un aumento de la cuota de mercado desde el 8% al 13,5%.
- ? Unas altas brutas de 428.000 clientes, con lo que el número de clientes finales al término del ejercicio superaba los 609.000. Las nuevas altas suponen un incremento del 124% respecto al año 2000.
- ? La finalización de la fase principal de mejora de la red (calidad y cobertura).

4.4. Otros

Con el fin de potenciar el valor de sus redes eléctricas de distribución y de facilitar a los clientes domésticos y a las pequeñas y medianas empresas el acceso a nuevos servicios de valor añadido, ENDESA ha continuado a lo largo del ejercicio 2001 con el desarrollo de pruebas de tecnología de transmisión de voz y datos a través de la red eléctrica, es decir, Power Line Communications (PLC). Se han realizado pruebas con tecnología Ascom en Barcelona, así como pruebas con componentes fabricados por la empresa española DS2, participada por ENDESA, en Sevilla. Ambas experiencias han resultado muy satisfactorias hasta el momento, y se han logrado velocidades de transmisión de hasta 10 Mbit/s.

Los favorables resultados de estas pruebas han hecho aconsejable la realización durante el año 2002 de una prueba tecnológica masiva prestando servicio a 2.500 usuarios.

A finales del ejercicio 2001, se produjo un avance significativo en la normativa reguladora de telecomunicaciones, al ser aprobada por el Parlamento Europeo y posteriormente por el Consejo de Ministros, la Directiva Marco sobre Redes y Servicios en la que se recoge que las redes eléctricas con tecnologías PLC pueden soportar servicios de telecomunicaciones.

En el marco de la estrategia que está desarrollando en este terreno, ENDESA posee una participación del 15% en la empresa española Diseño de sistemas de Silicio (DS2), que desarrolla productos que proporcionan a sus clientes la tecnología de acceso a datos transmitidos por las líneas eléctricas de media y baja tensión. En 2001, esta compañía ha suministrado más de 300 unidades PLC como "kits" de evaluación o para pruebas piloto a clientes de todo el mundo.

IV. 2.1.6. SERVICIOS

ENDESA Servicios ofrece, en los mercados en los que está presente ENDESA, soluciones integradas por productos y servicios que facilitan mayores niveles de eficiencia. Las actuaciones más destacadas del ejercicio 2001 han sido las que se detallan a continuación:

- ? *Area de telecomunicaciones:* la creciente demanda de servicios en los mercados de telecomunicaciones generó para ENDESA Servicios una facturación superior a los 22,24 millones de euros, lo que representa un incremento superior al 70 por ciento de la cifra del ejercicio anterior por este concepto. Los proyectos más significativos liderados por ENDESA Servicios en las operadoras de AUNA han sido: la Explotación de Sistemas e Infraestructuras, el desarrollo, implantación y mantenimiento de soluciones para Sistemas de Gestión Interna (SAP), Marketing y Ventas (SIEBEL) e Información Geográfica (GIS). Los clientes en los que se ha trabajado han sido Amena, Retevisión, Madritel, Menta y la propia AUNA.

- ? *Sistemas de distribución:* durante el año 2001 han continuado los proyectos de implantación del Sistema de Distribución Eléctrica (SDE) y Sistema de Ayudas a la Conducción (SAC) en Codensa y Coelce. Entre los nuevos proyectos relacionados con los sistemas de Distribución que han comenzado en este ejercicio, destacan el proyecto de implantación de los sistemas antes citados en Edesur, Edelnor, Chilectra y la renovación del SCADA en Coelce.
- ? *Telecontrol y telecomunicaciones:* Entre las acciones emprendidas durante 2001 en el área de Telecontrol y Telecomunicaciones, destaca la firma de un contrato de suministro de unidades terminales remotas de tecnología SICL a Edenor. En el marco del proyecto de Codensa (Colombia) se han entregado los equipos TRAME que Siemens adquirió a ENDESA Servicios.
- ? *Area de medio ambiente y calidad:* En el año 2001, se ha conseguido la certificación ISO 14001 para la central Dock Sud, en Argentina. El sistema de gestión fue desarrollado por ENDESA Servicios. Desde el punto de vista del desarrollo medioambiental, se ha coordinado la elaboración del Plan de Medio Ambiente para Empresas de Distribución de Iberoamérica y el Plan de Medio Ambiente de Enersis, que dotará de directrices y líneas de actuación a sus empresas filiales.
- ? *Servicios al cliente interno:* Una parte de la actividad de ENDESA Servicios ha estado orientada, durante 2001, a prestar asistencia técnica a las empresas del Grupo en determinados campos tecnológicos. En áreas de Nuevas Tecnologías destaca el desarrollo del sistema de seguridad "e-certeza": que consiste en la infraestructura necesaria para proporcionar un servicio de certificación electrónica basado en arquitectura tecnológica avanzada de clave pública. En el área de Recursos Humanos y Gestión Interna destacan la modificación y adaptación del sistema SIRHENA para implementar los aspectos de homogeneización retributiva y la Puesta en explotación de un nuevo sistema de evaluación de personal (SED). A lo largo del ejercicio se han realizado importantes actuaciones, tanto en lo que se refiere a la integración y actualización de los Sistemas de Control, Transporte y Distribución como en las redes de telecomunicaciones corporativas. En este campo se han superado los 3700 km. de cables de fibra óptica instalados sobre líneas de alta tensión. Cabe destacar la participación de Aprovisionamientos en la gestión para la contratación de materiales, equipos, obras y servicios por un importe de aproximadamente 1.500 millones de euros, cumpliendo el objetivo marcado de contención de precios respecto al año 2000. Se han incrementado de manera notable los Acuerdos Marco de Calidad con los principales suministradores de materiales para ENDESA.

Al 31 de diciembre de 2001, la cifra de negocio y resultado de explotación de ENDESA Servicios ascienden a 239 millones de euros y 15 millones de euros respectivamente.

IV.2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES COSTES E INPUTS

IV.2.2.1. DESCRIPCIÓN DE LOS COSTES

Siguiendo los criterios de homogeneidad antes señalados (*Capítulo IV, Apartado IV.2.1.*), el análisis de los costes de explotación de la compañía y de su negocio eléctrico nacional que se expone a continuación se basa en la comparación de los datos del ejercicio 2001 con los de la cuenta de resultados proforma del año 2000.

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros contenidos en los gastos de explotación (cifras en millones de euros):

	2001	% Variación	Proforma 2000	% Variación	1999
Aprovisionamientos:	8.338	6,6	7.819	22,7	6.375
Compras de energía	5.678	8,7	5.223	23,3	4.237
Consumos materias primas	2.013	(1,0)	2.034	34,1	1.517
Gastos de transporte de energía	647	15,1	562	(9,5)	621
Gastos de personal	1.332	(2,2)	1.362	1,8	1.338
Dotaciones para amortización	1.829	(0,2)	1.833	3,4	1.773
Variación provisiones de tráfico	109	(50,0)	218	207,0	71
Otros gastos de explotación	1.302	9,3	1.191	15,0	1.036

TOTAL	12.910	3,9	12.423	17,3	10.593
--------------	---------------	------------	---------------	-------------	---------------

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros contenidos en los gastos de explotación del negocio nacional, que se han incrementado en el año 2001 un 3,1% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2001	Proforma 2000	% Variación
Aprovisionamientos:	5.885	5.528	6,5
Compras de energía	4.074	3.656	11,4
Consumos materias primas	1.476	1.546	(4,5)
Gastos de transporte de energía	335	326	2,8
Gastos de personal	868	882	(1,6)
Dotaciones para amortización	1.095	1.127	(2,8)
Variación provisiones de tráfico	23	84	(72,6)
Otros gastos de explotación	584	579	0,9
TOTAL	8.455	8.200	3,1

Los aprovisionamientos se incrementaron en 357 millones de euros en términos absolutos y en un 6,5% en términos porcentuales, como consecuencia fundamentalmente de los siguientes factores:

- ? El aumento de las compras de energía en 418 millones de euros, lo que representa un incremento del 11,4% en términos porcentuales respecto de la cifra del ejercicio anterior debido al incremento de 152 millones de euros experimentado por las compras de energía al "pool", tanto para bombeo como para su venta posterior, al crecimiento en 163 millones de euros de las compras de energía para "trading", y al aumento de 103 millones de euros de las compras de energía de distribución y comercialización, como consecuencia fundamentalmente del mayor volumen de energía adquirida para su venta a terceros.
- ? La disminución del consumo de combustible en 70 millones de euros, lo que supone una reducción del 4,5% en términos porcentuales respecto de 2000 por la mayor producción hidroeléctrica del año 2001. Esta reducción se ha producido a pesar del aumento de 29 millones de euros en el coste de combustible de la generación extrapeninsular.

Los gastos de personal se situaron en 868 millones de euros, lo que supone una reducción del 1,6% en relación con los del año 2000.

Por otra parte, el epígrafe "Otros gastos de explotación" ascendió a 584 millones de euros, con un incremento de 5 millones de euros, equivalentes a un 0,9%, con respecto al ejercicio 2000. El saldo de este epígrafe en el ejercicio 2001 incluye 32 millones de euros correspondientes al incremento de costes en nuevas actividades, principalmente por prestación de servicios a terceros. Descontado este efecto, el epígrafe de "Otros gastos de explotación" se reduce en 28 millones de euros, lo que presenta una disminución del 4,7% con respecto al ejercicio anterior.

En definitiva, la aplicación del plan de reducción de costes controlables que ENDESA tiene en curso desde hace varios años ha permitido conseguir un ahorro en términos homogéneos en estos costes de 51 millones de euros en el año 2001, lo que supone un descenso del 3,2% en términos nominales y del 5,7% en términos reales. El ahorro anual de costes del negocio eléctrico español del año 2001 respecto de 1996 asciende a 459 millones de euros, lo que representa en términos homogéneos un 24% de los costes controlables del ejercicio 1996, a lo que habría que añadir el 13,7% de inflación acumulada en este periodo.

A continuación se presenta la evolución de los principales parámetros de los gastos de explotación del negocio internacional, que se han incrementado en el año 2001 un 0,9% con respecto al año anterior (cifras en millones de euros):

	2001	2000	% Variación
Aprovisionamientos:	2.142	2.093	2,3
Compras de energía	1.591	1.555	2,3
Consumos materias primas	286	333	(14,1)
Gastos de transporte de energía	265	205	29,3

Gastos de personal	418	447	(6,5)
Dotaciones para amortización	663	660	0,5
Variación provisiones de tráfico	73	124	(41,1)
Otros gastos de explotación	606	543	11,6
TOTAL	3.902	3.867	0,9

Por lo que respecta al negocio internacional, los gastos de explotación incluyen un importante esfuerzo de mejoras de eficiencia que se están alcanzando en todas las compañías participadas por ENDESA en Iberoamérica como consecuencia de la aplicación del Plan Génesis, que están permitiendo compensar los efectos de la actual situación económica en la región.

IV.2.3.2. DESCRIPCIÓN DE LOS PRINCIPALES INPUTS

Los principales *inputs* utilizados por el Grupo ENDESA en su actividad empresarial son (i) el carbón obtenido en sus propias explotaciones mineras (véase en este mismo *Capítulo el apartado 2.1.1*) y el carbón y otros combustibles adquiridos a terceros.

Compras de carbón y otros combustibles

En el año 2001, ENDESA adquirió, para uso en sus centrales o para comercialización, 13,69 millones de toneladas de carbón extraído en minas españolas, 10,58 millones de toneladas de carbón importado, 2,34 millones de toneladas de combustibles líquidos, 7,53 millones de toneladas equivalentes de carbón de gas natural. El cuadro siguiente muestra la evolución de los suministros a ENDESA Generación, incluyendo la producción propia de carbón (en miles de toneladas):

	2001	2000	% Variación
Carbón nacional	13.692	14.492	(5,5)
Carbón importación	10.580	11.040	(4,2)
Combustible	2.340	2.250	4,0
Gas natural	7.533	5.280	42,7

La alta hidráulica de la primera parte del año redujo la demanda de carbón para las centrales en un 8,5%. El incremento del consumo de combustibles líquidos y gas fue consecuencia del incremento de la demanda en los sistemas extrapeninsulares y del consumo de las centrales bicombustible en los últimos dos meses del año, para hacer frente a la elevada demanda eléctrica y la baja hidráulica.

El suministro de carbón nacional fue menor que el del año anterior, debido a la reducción de actividad en empresas mineras acogidas al Plan de Futuro de la Minería del Carbón. Por lo que se refiere a los precios, la subida registrada en el mercado internacional se trasladó al mercado doméstico a partir del segundo trimestre del año 2001. Por lo que se refiere al mercado internacional de carbón, el precio se mantuvo firme durante los primeros 9 meses y experimentó descensos importantes a partir del último trimestre, debido a las bajadas de precios FOB del carbón y de los fletes, derivadas de la desaceleración de la actividad económica.

El precio del petróleo bajó de 30 \$/bl. a principio de año a 18 \$/bl. en el mes de diciembre, a pesar de los recortes de producción de los países de la OPEP, como consecuencia fundamentalmente de la reducción de la actividad económica mundial. Sus derivados y el gas natural evolucionaron en consonancia con el mercado del petróleo.

La sociedad tiene suscrito un acuerdo a largo plazo con Gas Natural SDG por el que se ha asegurado un suministro fiable, en condiciones y precios competitivos, de una parte significativa del gas natural necesario para su programa de construcción de nueva potencia en ciclos combinados. Bajo dicho contrato, ENDESA compra a Gas Natural SDG un volumen mínimo anual de gas, pudiendo vender a terceros la parte no consumida.

Combustible nuclear

El combustible utilizado en las centrales nucleares en las que participa ENDESA es uranio enriquecido, el cual es adquirido en su totalidad a la Empresa Nacional del Uranio, S.A. (ENUSA), una sociedad participada en un 60% por SEPI y en un 40% por el CIEMAT.

ENUSA cubre sus necesidades de uranio parcialmente con sus propias minas en España y el resto a través de contratos de suministro a largo plazo con diversos productores extranjeros. ENUSA también tiene contratos con varias plantas de enriquecimiento de uranio situadas en el extranjero. ENDESA es de la opinión, de que ENUSA es capaz de hacer frente a la demanda de todas las centrales nucleares operativas en España a lo largo de toda su vida útil.

Otra compañía pública, Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A. (ENRESA) es responsable exclusivo del desmantelamiento de las centrales nucleares y asume la responsabilidad del tratamiento y eliminación de los residuos radioactivos. ENRESA se financia a través de un porcentaje específico que se detrae de las tarifas cobradas por todas las empresas eléctricas a los consumidores. Los residuos radioactivos de las centrales nucleares de ENDESA son almacenados temporalmente en depósitos construidos para esta finalidad en cada central. Dada la corta vida operativa de las centrales nucleares, la cantidad de residuos radioactivos es pequeña y ENDESA entiende que la capacidad de almacenamiento es suficiente para cubrir las necesidades futuras previsibles.

ENDESA y ENRESA han suscrito un contrato que define las responsabilidades de los operadores de todas sus centrales nucleares en España con relación al almacenamiento de residuos radioactivos. De acuerdo con los términos de ese contrato, ENDESA es responsable de cualquier incidente que pudiera ocurrir con respecto a los residuos radioactivos depositados en sus centrales nucleares. Una vez que los residuos son transportados fuera de la central nuclear, la responsabilidad corresponde a ENRESA, hasta que son definitivamente almacenados, en cuyo momento la responsabilidad es asumida por el Estado. La responsabilidad de ENDESA por el almacenamiento de residuos nucleares, en los términos descritos, está, actualmente, cubierta por un seguro.

Las operaciones de todas las centrales nucleares en España son reguladas y supervisadas por el Consejo de Seguridad Nuclear, entidad pública que depende directamente del Congreso, con facultades en lo que respecta a la autorización para la construcción, el licenciamiento y seguridad de las centrales nucleares y somete a dichas instalaciones a un proceso continuo de inspección.

El Derecho español limita la responsabilidad de los propietarios de centrales nucleares por accidentes nucleares. Estos límites coinciden con los principios establecidos en los tratados internacionales ratificados por España (Convenios de París y Bruselas). Así se establece que el propietario de cada unidad en una central nuclear únicamente responde hasta una cantidad de 150 millones de euros, para eventuales reclamaciones que resulten de un único accidente nuclear. En consecuencia, en cumplimiento de las disposiciones legales en vigor en España y ajustándose a lo dispuesto por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, ENDESA tiene asegurados los riesgos a terceros por accidente nuclear que puedan surgir en la explotación de sus centrales, hasta 150 millones de euros.

Por encima de dicho importe, se estaría a lo dispuesto en los Convenios Internacionales firmados por el Estado Español. Además, las Centrales Nucleares disponen de un seguro de daños para sus instalaciones y de un seguro de avería de maquinaria, con un límite máximo de cobertura de 1.352 millones de euros.

IV.2.3. MERCADOS DE LAS LÍNEAS DE ACTIVIDAD

El sector eléctrico español está integrado fundamentalmente por cinco Grupos que producen y distribuyen, aproximadamente, el 90% de la electricidad consumida en España: Iberdrola, S.A., Unión Eléctrica Fenosa, S.A., Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A., Electra de Viesgo, S.L. y ENDESA, S.A.

La Ley del Sector Eléctrico establece un mercado competitivo con libre entrada para todos los agentes interesados. La remuneración de los generadores no estará basada en sus costes estándares, sino en los precios resultantes del mercado. La Ley define una actividad separada de comercialización, basada en la libre elección de suministrador por parte de los consumidores cualificados, con un periodo transitorio que hace posible un cambio gradual.

El transporte y la distribución se mantienen como actividades reguladas, cuyas retribuciones serán establecidas por la Administración; se establece el principio de acceso de terceros a la red, con lo que la propiedad de la red no garantizará su uso exclusivo.

De acuerdo con la mencionada Ley, los generadores venden su energía a través del mercado de producción de energía eléctrica. El orden de entrada en funcionamiento de los distintos Grupos hasta cubrir la demanda se establece en función de los precios que ofertan. El precio de la energía eléctrica durante cada periodo horario se calcula a partir de la última oferta necesaria para satisfacer la demanda en ese periodo.

Aunque la liberalización del sector eléctrico español es más agresiva y rápida que la de la práctica totalidad de los países de la Unión Europea, el Gobierno ha adoptado sucesivas medidas para acelerar aún más dicho proceso (véase en este mismo *Capítulo el apartado 1.3.*) de manera que, en un futuro próximo, todos los consumidores y generadores tendrán libre acceso a las redes de transporte y distribución, tras el pago de las correspondientes tarifas y peajes, establecidas por la Administración.

A continuación se comparan magnitudes y ratios de ENDESA con otras compañías eléctricas, al 31 de diciembre de 2001:

EMPRESA	CIFRA NEGOCIO (MM/EUROS)	RDO.NETO (MM/EUROS)	TOTAL ACTIVO (MM/EUROS)	RDO. NETO / / C.NEGOCIO (%)	RDO. NETO / / ACTIVO (%)
ENDESA	15.576	1.479	50.187	9,5	2,9
Iberdrola	8.113	906	23.212	11,2	3,9
Unión Fenosa	5.442	293	15.656	5,4	1,9
Hidrocantábrico	1.180	74	2.431	6,3	3,1
RWE	62.878	1.264	91.449	2,0	1,4
E.ON	79.664	2.048	99.046	2,6	2,1
ENEL	28.781	4.226	21.109	14,7	20,0
Suez	42.359	2.087	122.440	4,9	1,7
Duke Energy	66.827	2.132	54.330	3,2	3,9
Aes	10.475	307	41.258	2,9	0,7

Elaboración propia

IV.3. CIRCUNSTANCIAS CONDICIONANTES

IV.3.1. GRADO DE ESTACIONALIDAD DEL NEGOCIO O NEGOCIOS DEL EMISOR

La producción y venta de energía eléctrica, sus costes e inclusive sus resultados, está afectada por factores cíclicos de ritmos de consumo y producción y el nivel de actividad industrial y económica, así como también por factores estacionales de naturaleza climática, tiempo frío o caluroso, y por el régimen de lluvias.

Estos factores estacionales a veces pueden tener una incidencia en el volumen de los ingresos y resultados trimestrales y semestrales dentro de un mismo año, que no tienen por qué ser homogéneos. No obstante, en conjunto, el negocio de ENDESA no sufre variaciones significativas a lo largo de los años.

IV.3.2 EVOLUCION DE LOS TIPOS DE CAMBIO

Como consecuencia de su estrategia de internacionalización, ENDESA ha realizado inversiones en el exterior, principalmente en Latinoamérica, que han supuesto la incorporación de activos en divisas al balance consolidado de ENDESA, a través de la consolidación global de las sociedades controladas, de manera que el valor en euros de los referidos activos varía en función de la fluctuación de esta moneda respecto de las monedas locales.

En el año 2001 se produjo una fuerte devaluación del peso chileno y del real brasileño respecto del euro y del dólar. La devaluación respecto del dólar tiene un impacto negativo sobre los estados financieros en

monedas locales de las compañías participadas por ENDESA en los países citados, ya que aumenta el importe de la deuda en dólares y genera una diferencia negativa de cambio en la cuenta de resultados; por otra parte, la devaluación respecto del euro repercute sobre los estados financieros consolidados de ENDESA, al reducirse el valor de los fondos propios de las filiales de estos países medidos en euros.

Los efectos anteriormente citados tuvieron un impacto negativo de 827 millones de euros sobre el epígrafe de "Diferencias de conversión" de los fondos propios de ENDESA en el ejercicio 2001, y 398 millones de euros sobre el epígrafe "Diferencias de cambio" de la cuenta de resultados, con un efecto sobre el resultado neto después de impuestos y minoritarios de 117 millones de euros.

Estos importes incluyen el efecto de la decisión de las autoridades argentinas, adoptada en enero de 2002, de eliminar la vinculación del cambio del peso con el dólar, lo que ha dado lugar a una devaluación de la moneda argentina. Aunque esta devaluación ha tenido lugar, por lo tanto, en el ejercicio 2002, sus efectos han sido registrados en las cuentas del ejercicio 2001, considerando un cambio de 1,7 pesos argentinos por dólar, lo que ha supuesto un efecto de 260 millones de euros en el epígrafe "Diferencias de cambio" de la cuenta de resultados, con una repercusión de 84 millones de euros sobre el resultado neto, y de 356 millones de euros sobre el patrimonio.

IV.3.3 PATENTES Y MARCAS

El ejercicio por ENDESA de su actividad principal, no se ve afectado por la existencia de patentes y marcas. No obstante, se realizan las acciones tendentes a la defensa de los activos que integran su propiedad industrial.

IV.3.4. POLÍTICA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

El año 2001 se ha caracterizado por el fuerte impulso dado a las actuaciones tendentes a mejorar de modo integrado los aspectos medioambientales y de eficiencia energética de las instalaciones térmicas.

De este modo, se han iniciado proyectos que buscan la optimización conjunta del rendimiento de emisiones de óxidos de nitrógeno, en condiciones de carga variable o utilizando combustibles distintos al de diseño.

Asimismo, se encuentra en avanzado estado de desarrollo un proyecto de simulación avanzada de calderas que debe permitir, una vez se hayan validado los diferentes modelos en desarrollo, la simulación eficaz de potenciales cambios a introducir en la instalación, ya sean éstos físicos o en procedimientos de operación.

En el marco de la generación distribuida, se ha puesto en marcha un ambicioso programa de pilas de combustible, en estrecha colaboración con EPRI. En una primera fase, se pretende probar las prestaciones de una pila PEM de última generación en aplicaciones relacionadas con la calidad de suministro. En el apartado de energías renovables, cabe destacar el análisis efectuado de una última generación de colectores térmicos de agua vapor de alta temperatura, que pueden contribuir a una significativa reducción de costes frente a las tecnologías disponibles actualmente.

Asimismo, y dentro del campo de la energía eólica, se ha realizado un estudio sobre la viabilidad de la integración masiva de la energía eólica en el esquema energético de la Isla de Hierro, mediante un sistema mixto eólico hidráulico, que permitiría de modo simultáneo la maximización de la utilización del recurso renovable con la garantía de una red eléctrica de carácter estable.

IV.3.5. LITIGIOS O ARBITRAJES

No existen reclamaciones, demandas, juicios o litigios contra ENDESA o empresas de su Grupo, que por su cuantía afecten al equilibrio patrimonial o a la solvencia de la Sociedad o del Grupo en su conjunto.

A 31 de diciembre de 2001 ENDESA tiene dotada una provisión por importe de 3.555 millones de euros, de los que 2.598 millones de euros corresponden a la cobertura para hacer frente a las obligaciones futuras (excepto complementos de pensiones), derivados de los planes de reestructuración. Este importe recoge fundamentalmente el coste estimado de los expedientes de regulación de empleo aprobados en España que afectan a los empleados que alcancen los 50 años hasta el 2005 y que tengan más de 10 años de antigüedad. Dichos expedientes de regulación afectan a un total de 14.276 empleados de los que, al 31 de diciembre de 2001, ya han causado baja 10.795.

Del resto del saldo, 175 millones de euros corresponden a la cobertura de gastos futuros derivados de reparaciones extraordinarias y de la reestructuración de instalaciones, 198 millones de euros al pasivo devengado por los beneficios sociales del personal y 443 millones de euros a litigios pendientes de resolución y reclamaciones de terceros. Los 141 millones de euros restantes corresponden al importe estimado para hacer frente a responsabilidades probables o ciertas, nacidas de indemnizaciones u obligaciones pendientes y riesgos fiscales de cuantía indeterminada.

Dos accionistas de ENHER, con un total de 48.278 acciones, representativas de un 0,07% de su capital social, han impugnado la totalidad de los acuerdos adoptados por la Junta General de Accionistas de dicha sociedad de 22 de abril de 1998, y específicamente los acuerdos relativos a la fusión de ENDESA con sus antiguas filiales eléctricas españolas, entre la que se encontraba ENHER, al no estar conformes con la valoración del patrimonio de ENHER. Dicha impugnación ha sido desestimada en primera instancia, habiéndose presentado recurso de apelación por parte de los demandantes.

El 30 de mayo de 2000, Pérez Companc, S.A. y PCI Power Edesur Holding Limited iniciaron una acción contra Endesa Chile, Chilectra y Enersis ante la Corte Internacional de Arbitraje de París solicitando el reconocimiento de su derecho a nominar ambos un consejero y un consejero suplente adicional a los que ya tenía derecho a nombrar, y solicitando la determinación de que Pérez Companc y el Grupo Enersis podrían cada uno tener un número igual de consejeros en Distrilec Inversora. Endesa Chile, Chilectra y Enersis han contestado a la referida acción.

Las Comunidades Autónomas de Baleares y Canarias han impuesto a Gas y Electricidad II, S.A. y a Unión Eléctrica de Canarias I, S.A., sociedades participadas indirectamente por Endesa sendas sanciones de 601.012 euros cada una por entender, respectivamente, que la primera había conservado inadecuadamente sus instalaciones de generación en Mallorca, y la segunda, con motivo de un incidente conocido como "cero eléctrico", había interrumpido el suministro a un importante número de usuarios en Tenerife sin justificación. Ambas sociedades han interpuesto ante los respectivos Tribunales Superiores de Justicia recursos contencioso-administrativos contra dichas sanciones, de la que ya se han evacuado los trámites de demanda.

Asimismo, la Comunidad Autónoma de Cataluña impuso a Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A., con motivo de los incidentes en el suministro producidos en esa Comunidad a mediados de diciembre de 2001, tres sanciones por valor conjunto de 6.010.121,05 euros, que han sido objeto de recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Superior de Justicia de Cataluña. Con fecha 7 de mayo de 2002 el Tribunal ha notificado la suspensión cautelar de dichas sanciones.

Las sociedades del Grupo tienen abierto a comprobación inspectora, con carácter general, los diferentes impuestos que les son de aplicación por los cuatro últimos ejercicios. A 31 de diciembre de 2001, las cuentas anuales consolidadas incluyen una provisión que los administradores consideran razonable para cubrir todos los pasivos derivados de los litigios tributarios existentes a dicha fecha.

IV.3.6. INTERRUPCIONES DE LA ACTIVIDAD

Las actividades realizadas por ENDESA se han desarrollado normalmente sin que se haya producido circunstancia alguna que interrumpiese las mismas.

IV.3.7. EVOLUCION ECONOMICA EN LATINOAMERICA

Una parte significativa del negocio de ENDESA se desarrolla en Latinoamérica, por lo que la evolución de las condiciones económicas y políticas de dichos países tiene influencia en los resultados de ENDESA.

La reciente devaluación del peso argentino, así como las adversas condiciones macroeconómicas imperantes en Argentina, las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno de ese país y las restricciones a la transferencia de fondos fuera de Argentina, pudieran repercutir en los negocios, condiciones financieras y resultados de las operaciones de las filiales argentinas pudiendo llegar a afectar a la capacidad de las filiales argentinas para cumplir sus obligaciones de pago u otros compromisos financieros en función de la evolución de la situación descrita.

Como es habitual, gran parte del endeudamiento financiero de Enersis y Endesa Chile contiene cláusulas de incumplimiento cruzado ("cross default") en relación con sus sociedades filiales, de forma que si una filial de Enersis o Endesa Chile incurriera en incumplimiento de sus obligaciones de pago u otros compromisos, en determinadas circunstancias, dicha situación podría desencadenar el vencimiento anticipado de una parte significativa del endeudamiento de Enersis y Endesa Chile. Por el contrario, la deuda financiera de ENDESA no contiene ningún tipo de cláusulas de incumplimiento cruzado en relación con sus filiales latinoamericanas. A la fecha de registro del presente Folleto, no se ha producido por parte de filiales de Enersis o Endesa Chile, el incumplimiento de obligaciones que hayan desencadenado vencimientos anticipados de deuda.

IV.4. INFORMACION LABORAL

IV.4.1. PLANTILLA MEDIA

A 31 de diciembre del 2001, la plantilla total de ENDESA ascendía a 26.885 empleados, lo que supone una reducción del 7,5% respecto al año 2000. La plantilla del Grupo ENDESA en España ha pasado, en el transcurso del ejercicio, de 17.274 a 15.621 empleados, con una reducción del 9,6% debido fundamentalmente a la segregación de los activos del Grupo y, por tanto, de los empleados correspondientes a Viesgo. En el ámbito internacional, la plantilla ha pasado de 11.788 empleados en el año 2000 a 11.264 empleados en el año 2001, un 4,4% inferior. La tabla que figura a continuación muestra la evolución de la plantilla de ENDESA en los últimos tres años:

PLANTILLA FINAL	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
Negocio en España	14.745	(14,6)	17.274	(5,1)	18.199
Negocio eléctrico internacional	10.617	(5,0)	11.170	(27,5)	15.413
Neg. Diversificación internacional	647	4,7	618	C/S	-
Nueva Viesgo	876	-	-	-	-
TOTAL	26.885	(7,5)	29.062	(13,5)	33.612
PLANTILLA MEDIA	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
Negocio en España	15.891	(10,4)	17.734	(6,4)	18.944
Neg. Eléct. Intern.	10.843	(13,2)	12.481	(21,7)	15.936
Neg. Diversificación internacional	655	-	310	-	-
Nueva Viesgo	441	-	-	-	-
TOTAL	27.830	(8,8)	30.525	(12,6)	34.930

ENDESA dispone del Centro de Administración de Personal, órgano único de gestión de recursos humanos, que integra las funciones propias de la administración de personal que antes ejercía cada una de las empresas participadas, haciendo posible la gestión unitaria y centralizadas de tales funciones. Durante el año 2001 se incorporaron al sistema unitario de gestión las empresas de ENDESA, ENDESA Internacional, ENDESA Diversificación, ENDESA Energía y ENDESA Telecomunicaciones. Al 31 de diciembre de 2001, el Centro gestionaba los Recursos Humanos de 42 empresas de ENDESA.

IV.4.2. NEGOCIACIÓN COLECTIVA

El 25 de octubre de 2000 se firmó con los sindicatos el I Convenio Marco de ENDESA, un marco homogéneo de condiciones laborales para todas sus empresas, que estará vigente en los años 2000 y 2001 siendo prorrogable para el 2002, y que contiene un único sistema de clasificación profesional y una estructura salarial. En esa misma fecha, se firmó el Plan Voluntario de Salidas de ENDESA y Empresas Participadas, que contribuirá a la adecuación de la plantilla a las necesidades del entorno sectorial, reforzando la viabilidad y competitividad de la compañía. A lo largo del año 2001 ha concluido el desarrollo del I Convenio Marco del Grupo Endesa en materia de estructura retributiva y clasificación profesional y ha avanzado la extensión del nuevo modelo normativo a las empresas no incluidas en su ámbito funcional de aplicación. Este convenio afecta a 17 empresas con 12.581 trabajadores.

En la actualidad, la interlocución sindical en el ámbito del Grupo Endesa está centrada en el desarrollo de aquellos aspectos del I Convenio Marco aún pendientes de concreción como son el reparto del fondo de homogeneización, la regulación de los complementos variables, de la movilidad geográfica y de la interlocución sindical, entre otros, así como, en la ordenación jurídico-laboral de los distintos procesos de reordenación societaria y reorganización empresarial que se están abordando en el ámbito del Grupo. En 2002 se iniciará la consolidación definitiva del modelo organizativo en el ámbito de las empresas distribuidoras, se celebrarán también las primeras elecciones sindicales de carácter general tras la implantación del actual modelo societario y finalizará la prórroga del I Convenio Marco del Grupo Endesa lo que obligará a abordar un nuevo proceso de negociación colectiva para la firma del II Convenio Marco del Grupo Endesa.

IV.4.3. VENTAJAS AL PERSONAL

Durante el ejercicio 2001, se ha seguido avanzando en el proceso de exteriorización de los compromisos en materia de pensiones de ENDESA y de racionalización y reordenación de los mismos, a fin de conseguir que el 16 de noviembre de 2002, fecha fijada por Ley, estén totalmente exteriorizados. Los compromisos por pensiones exteriorizados ascendían a 2.881 millones de euros, a 31 de diciembre de 2001, de los que 1.595 millones de euros corresponden a Planes de Pensiones, 951 millones de euros a Pasivos y 335 a Expedientes de Regulación de Empleo. En relación con los compromisos asumidos por medio de los Planes de Pensiones han continuado los procesos de reordenación, transformación y exteriorización. Dentro de este proceso se ha concluido la transformación de la Mutuality de Previsión Social de Endesa en un Plan de Pensiones, habiéndose presentado el Plan de reequilibrio y comenzado a pagar las prestaciones a través de este Plan.

Del saldo total de provisiones al 31 de diciembre de 2001, 2.598 millones de euros corresponden a la cobertura para hacer frente a las obligaciones futuras (excepto complementos de pensiones), derivados de los planes de reestructuración. Dicho importe recoge fundamentalmente el coste estimado de los expedientes de regulación de empleo aprobados en España que afectan a los empleados que alcancen los 50 años hasta el año 2005 y que tengan más de 10 años de antigüedad. Dichos expedientes de regulación afectan a un total de 14.276 empleados de los que a 31 de diciembre de 2000 ya han causado baja 10.795. El pasivo se ha calculado por su valor actual descontando a una tasa del 4%.

IV.5. POLITICA DE INVERSIONES

Los recursos generados en el ejercicio 2001 ascendieron a 3.347 millones de euros, y junto con los obtenidos mediante desinversiones, por importe de 1.236 millones de euros, permitieron financiar, entre otros aspectos, el importante esfuerzo inversor de 5.446 millones de euros. A continuación, se detallan las inversiones realizadas durante los ejercicios 1999, 2000 y 2001 (cifras expresadas en millones de euros):

INVERSION	2001	2000	1999
Adquisición participaciones en sociedades consolidadas	-	1.151	4.997
Recompra de acciones en filiales	-	204	-
Inversiones financieras	2.902	672	1.261
Inversiones materiales	2.403	1.972	1.960
Inversiones inmateriales	141	115	115
TOTAL	5.446	4.113	8.332

IV.5.1. INVERSIONES MATERIALES

El desglose de las inversiones materiales realizadas en los ejercicios 1999, 2000 y 2001 es el siguiente (cifras en millones de euros):

1999	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL
Generación	894	235	660
Distribución	989	473	516
Otros	76	51	25
TOTAL	1.960	759	1.200
2000	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL
Generación	708	373	334
Distribución	1.025	550	475
Otros	240	200	40
TOTAL	1.972	1.123	849

2001	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL	TELECOM. Y OTROS
Generación	797	555	242	-
Distribución	1.281	591	690	-
Otros	325	65	46	214
TOTAL	2.403	1.211	978	214

En el año 2001, ENDESA invirtió 1.211 millones de euros en el negocio eléctrico español, lo que supone alrededor del 58% de la inversión total estimada del conjunto del sector en el ejercicio. De esta cantidad, 591 millones de euros, es decir, el 48,8%, se destinaron al negocio de distribución para extender y mejorar el suministro. Este importe representa en torno al 64% de la inversión estimada que el conjunto del sector realizó en el negocio de distribución en el año 2001. Por otro lado, la empresa dedicó 555 millones de euros a incrementar la capacidad de generación, en especial a la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado.

IV.5.2. INVERSIONES FINANCIERAS

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 1999 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

SOCIEDAD	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL
Integración Global:	4.997	1.497	3.500
Fusión Eléctricas	1.497	1.497	-
Endesa Chile	2.000	-	2.000
Enersis	1.350	-	1.350
Codensa	103	-	103
Cerj	46	-	46
Participadas:	816	533	283
Cien	109	-	109
Generalima	61	-	61
Easa	31	-	31
Repsol-YPF	206	206	-
Retevisión	173	173	-
Amena	38	38	-
Otras	200	117	83
Créditos	444	144	300
TOTAL	6.257	2.174	4.083

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2000 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

SOCIEDAD	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL
Integración Global:	1.151	78	1.073

Easa	55	55	-
Smartcom	422	-	422
Chilectra	367	-	367
Cerj	193	-	193
Chispas	46	-	46
Río Maipo	25	-	25
Coelce	11	-	11
Cemsa	8	-	8
Endesa Marketplace	5	5	-
Endesa Web Hogar	9	9	-
Endesa Net Factory	9	9	-
Recompra de acciones:	204	-	204
Edesur	156	-	156
Edegel	47	-	47
Participadas:	314	282	32
Auna	143	143	-
Retevisión	51	51	-
Menta	37	37	-
Madritel	13	13	-
DS2	14	14	-
Cabo Blanco	24	-	24
Otras	34	26	8
Créditos	358	278	80
TOTAL	2.026	638	1.388

En el ejercicio 2000 el importe de las adquisiciones de participaciones en sociedades consolidadas ha ascendido a 1.151 millones de euros, de los que 78 millones de euros corresponden a inversiones en España y 1.073 millones de euros a inversiones internacionales destacando, entre éstas últimas, la adquisición de Smartcom (422 millones de euros), y las OPAs lanzadas el pasado ejercicio sobre Chilectra (367 millones de euros) y Cerj (193 millones de euros).

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2001 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

2001	TOTAL	NACIONAL	INTERNACIONAL	TELECOM. Y OTROS
Integración global	12	-	12	-
Chilectra	9	-	9	-
Río Maipo	1	-	1	-
Cachoeira Dourada	2	-	2	-
Soc. Participadas	2.219	1.680	10	529
Endesa Holding Italia	999	999	-	-
Snet	452	452	-	-
Repsol-YPF	194	194	-	-
Teneguía Gestión Fin.	20	20	-	-
Auna	498	-	-	498
Euskaltel	10	-	-	10
Otras	46	15	10	21
Créditos	671	328	329	14
TOTAL	2.902	2.008	351	543

Entre las inversiones financieras del ejercicio 2001, que ascendieron a 2.902 millones de euros, destacan las adquisiciones del 45% de Elettrogen (ENDESA Italia), por 999 millones de euros, y del 30% de la generadoras francesa Snet por 452 millones de euros; la ampliación de capital de Auna suscrita por ENDESA, por importe de 498 millones de euros, de los que 171 millones de euros se desembolsaron mediante la cancelación de préstamos que se habían concedido previamente; y la adquisición adicional de acciones de Repsol-YPF por 194 millones de euros.

IV.5.3. PRINCIPALES INVERSIONES PREVISTAS

Si bien el importe real de las inversiones futuras de ENDESA depende en la actualidad de factores que, por estar basados en hechos o perspectivas futuras, provocan su sujeción a incertidumbres o variaciones, la estrategia de ENDESA prevista para los próximos cinco años contempla el desarrollo de un plan de inversiones por un importe total de 13.000 millones de euros, 6.100 millones de euros en mantenimiento y reposición de activos ya existentes y 6.900 millones de euros en crecimiento orgánico (véase más detalle en el *Capítulo VII, apartado VII.2*). El cuadro que figura a continuación muestra un detalle de las inversiones realizadas por ENDESA al 31 de marzo de 2002 (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS
Inv. Financiera	508	33	87	127	261
Inv. Inmaterial	6	2	3	-	1
Generación	144	21	60	63	-
Distribución	228	92	136	-	-
Otro inmovilizado	17	5	5	1	6
TOTAL	903	153	291	191	268

Al 31 de marzo de 2002, el importe correspondiente a inversiones financieras se desglosa como sigue (cifras en millones de euros):

	TOTAL	NACIONAL	LATINOAM.	EUROPA	OTROS
Integración Global:	127	-	-	127	-
ENDESA Holding Italia	127	-	-	127	-
Sociedades Participadas:	259	-	-	-	259
Auna	196	-	-	-	196
Smartcom	57	-	-	-	57
Euskaltel	6	-	-	-	6
Créditos	122	33	87	-	2
TOTAL	508	33	87	127	261

A la fecha de registro del presente Folleto no se han producido otras inversiones significativas.

CAPÍTULO V**EL PATRIMONIO, LA SITUACIÓN FINANCIERA Y LOS RESULTADOS DEL EMISOR****V.1. INFORMACIÓN CONTABLE CONSOLIDADA**

Para hacer comparables los estados financieros del Grupo es necesario tener en cuenta la incorporación de sociedades y los cambios del perímetro de consolidación que se describen en las cuentas anuales (ver Anexo II y Anexo III del presente Folleto).

V.1.1. CUADROS COMPARATIVOS DEL BALANCE Y CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS**V.1.1.1. CUADRO COMPARATIVO DEL BALANCE CONSOLIDADO A 31 DE DICIEMBRE**

A la hora de comparar la información financiera del ejercicio 2001 con la del ejercicio 2000, es necesario tener en cuenta que el Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero, cambió el modo y el período de recuperación de los CTC. En lo fundamental, esta norma implica que los ingresos por CTC han de ser contabilizados siguiendo un criterio de caja y que la amortización de los activos que se han de recuperar a través de CTC debe extenderse hasta el año 2010, en lugar de hasta el año 2007. Por ello, a fin de facilitar el análisis de la información suministrada y hacer posible una comparación en términos homogéneos entre las cuentas de los ejercicios 2000 y 2001, se incluye a continuación no sólo la comparación de las principales magnitudes de la cuenta de resultados de 2001 con las de 2000, sino también con las de una cuenta de resultados proforma del año 2000 que contabiliza los CTC de manera homogénea con los criterios que se han aplicado en 2001.

A continuación se detallan los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 1999, 2000 y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
ACTIVO			
ACCIONISTAS POR DESEMBOLSOS EXIGIDOS	-	1	-
INMOVILIZADO	37.858	36.852	36.259
Inmovilizaciones Inmateriales	568	477	754
Inmovilizaciones Materiales	30.152	30.414	30.062
Inmovilizaciones Financieras	7.037	5.930	5.413
Acciones de la Sociedad Dominante	101	31	30
FONDO COMERCIO DE CONSOLIDACION	5.543	4.935	4.447
GASTOS A DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	663	681	2.609
ACTIVO CIRCULANTE	6.123	5.534	6.403
Accionistas por Desembolsos Exigidos	1	-	-
Existencias	732	780	757
Deudores	4.280	3.834	3.327
Inversiones Financieras Temporales	701	694	2.009
Tesorería	352	191	272
Ajustes por Periodificación	57	35	39
TOTAL ACTIVO	50.187	48.003	49.718
PASIVO			
FONDOS PROPIOS	8.656	8.638	9.317
Capital suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de emisión	1.376	1.376	1.376
Reservas	4.810	4.838	5.620
Resultado del Ejercicio	1.479	1.407	1.278
Dividendo a cuenta Ejercicio	(280)	(254)	(228)
SOCIOS EXTERNOS	3.762	4.190	4.263
DIFERENCIA NEGATIVA DE CONSOLIDACION	29	31	23
INGRESOS DISTRIBUIR VARIOS EJERCICIOS	1.214	1.113	1.062
PROVISIONES RIESGOS Y GASTOS	4.216	5.370	6.598

ACREEDORES A LARGO PLAZO	22.700	19.188	18.551
ACREEDORES A CORTO PLAZO	9.610	9.473	9.905
TOTAL PASIVO	50.187	48.003	49.718

V.1.1.2. CUADRO COMPARATIVO DE CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADAS

A continuación se detallan las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA, correspondientes a los ejercicios económicos 1999, 2000 (real y proforma) y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000 (Proforma)	2000	1999
INGRESOS DE EXPLOTACION	16.085	15.389	15.682	13.495
Importe Neto de la Cifra de Negocios	15.576	14.971	15.264	13.132
Trabajos Realizados para el Inmovilizado	330	220	220	137
Otros Ingresos de Explotación	179	198	198	226
GASTOS DE EXPLOTACION	12.910	12.423	12.621	10.593
Aprovisionamientos	8.338	7.819	7.819	6.375
Gastos de Personal	1.332	1.362	1.362	1.338
Dotaciones Amortización Inmovilizado	1.829	1.833	2.031	1.773
Variación Provisiones de Tráfico	109	218	218	71
Otros Gastos de Explotación	1.302	1.191	1.191	1.036
BENEFICIO DE EXPLOTACION	3.175	2.966	3.061	2.902
Ingresos Financieros	584	769	769	1.685
Gastos Financieros	2.306	1.912	1.912	1.973
RESULTADOS FINANCIEROS	(1.722)	(1.143)	(1.143)	(288)
Participación Beneficios Soc.P.Equivalencia	(118)	53	53	34
Amortización Fondo Comercio	(289)	(272)	(272)	196
RDO. ACTIVIDADES ORDINARIAS	1.046	1.604	1.699	2.451
Ingresos Extraordinarios	1.212	1.595	1.474	404
Gastos Extraordinarios	633	561	561	795
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	579	1.034	913	(391)
RDO. CONSOLIDADOS A.DE IMPUESTOS	1.625	2.638	2.612	2.060
Impuestos sobre Beneficios	88	627	618	769
RDO. CONSOLIDADO DEL EJERC.	1.537	2.011	1.994	1.291
Resultado Atribuido a la Minoría	58	587	587	13
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.479	1.424	1.407	1.278

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio de devengo. No obstante, siguiendo el criterio de prudencia, únicamente se contabilizan los beneficios realizados a la fecha de cierre del ejercicio, en tanto que los riesgos previsibles y las pérdidas, aún las eventuales, se contabilizan tan pronto son conocidas.

La imputación a resultados de los beneficios o pérdidas que se ponen de manifiesto a lo largo de la vida de los derivados y operaciones de cobertura, se realizan con el mismo criterio de imputación temporal que el empleado con los resultados producidos por la operación principal cuyo riesgo cubre. Para las operaciones no vencidas al cierre que no se consideran de cobertura, se realiza una valoración procediendo al registro de las minusvalías si las hubiera entre el precio de adquisición y el valor de mercado.

El impuesto de sociedades se registra como un gasto del ejercicio. Este gasto se determina en función del resultado antes de impuestos, aumentado o disminuido, por las diferencias permanentes. Las bonificaciones y deducciones se consideran como una minoración en la cuota del impuesto en el ejercicio definitivo en que son aplicadas. La diferencia entre el gasto y el pago se debe a diferencias temporales de imputación de gastos e ingresos que dan lugar a los impuestos anticipados o diferidos.

V.1.1.3. CUADRO COMPARATIVO FLUJOS DE CAJA

A continuación se recoge un cuadro comparativo de los Flujos de Caja de ENDESA de los ejercicios económicos 1999, 2000 y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
RECURSOS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES			
Beneficio Neto	1.479	1.407	1.278
Amortizaciones	2.118	2.303	2.155
Provisiones	431	136	941
Diferencias de Cambio	257	(289)	(53)
Enajenaciones de Inmovilizado	(665)	(677)	(69)
Subvenciones de Capital y Otros Ingresos	(80)	(80)	(69)
Resultado Atribuido a Minoritarios	58	587	(13)
Puesta en Equivalencia	150	44	18
Impuesto Diferido y Anticipado	(521)	(29)	229
Otros	120	(61)	-
TOTAL REC.PROCEDENTES OPERAC.	3.347	3.340	4.417
EFFECTO DEL CASH-FLOW POR INVERSIONES			
Accionistas por Desembolsos Exigidos	(1)	-	-
Existencias	48	(12)	32
Deudores	(446)	(423)	(655)
Acreedores	133	(963)	2.299
Ajustes por Periodificación	(18)	4	(16)
VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE	(284)	(1.394)	1.661
CASH-FLOW GENERADO POR LAS OPERACIONES	3.063	1.946	6.078
EFFECTO DEL CASH-FLOW POR OPERAC. DE INVERSION			
Inmovilizado Material	(2.112)	(1.773)	(1.838)
Desinversiones	1.236	1.461	340
Capitalización de Intereses y Otros	(291)	(199)	(121)
Inmovilizado Financiero	(2.890)	(672)	(1.261)
Resto de Operaciones de Inmovilizado	(141)	(115)	(115)
CASH-FLOW POR INVERSIONES	(4.198)	(1.297)	(2.995)
CASH-FLOW POR OPERACIONES FINANCIERAS			
Otras Deudas	12.098	4.374	9.205
Dividendos Sociedad Dominante	(713)	(649)	(550)
Amortización Deuda a Largo Plazo	(7.778)	(3.400)	(4.967)
Traspos de Deuda a Corto Plazo	(1.238)	(1.027)	(2.313)
Subvenciones de Capital	303	198	212
Adquisición Sociedades Consolidadas	(12)	(1.151)	(4.997)
Otras Operaciones Financieras	(1.357)	(471)	560
CASH-FLOW EMPLEADO EN OPERACIONES FINANCIERAS	1.303	(2.126)	(2.850)
VARIACION NETA DE TESORERIA	168	(1.477)	233
Saldo al principio del año	885	2.281	550
Variaciones Efectivo por Incorporaciones	-	80	1.497
TESORERIA AL FINAL DEL EJERCICIO	1.053	885	2.281

En el año 2001 el cash-flow generado por las operaciones ascendió a 3.063 millones de euros, 3.347 millones de euros correspondientes a los recursos procedentes de las operaciones y 284 millones de euros, negativos, correspondientes a la variación del capital circulante. Los recursos utilizado para

atender las inversiones por importe de 4.198 millones de euros, incluyendo las inversiones realizadas en Europa en el ejercicio 2001 para la adquisición de las generadoras Snet y Elettrogen, junto con el cash-flow obtenido en operaciones financieras en el año 2001 por importe de 1.303 millones de euros, han provocado un aumento de la tesorería en 168 millones de euros desde 885 millones de euros a 1.053 millones de euros al principio y fin del año 2001 respectivamente. No obstante, el saldo de tesorería al cierre del ejercicio no es significativo ya que habría que añadir también el saldo en líneas de crédito disponible al 31 de diciembre de 2001 por importe de 1.816 millones de euros.

V1.1.4. COMENTARIOS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Siguiendo los criterios de homogeneidad antes señalados (*Capítulo IV, Apartado IV.2.1.*), el análisis de los resultados totales de la compañía y del negocio eléctrico nacional que se expone a continuación se basa en la comparación de los datos del ejercicio 2001 con los de la cuenta de resultados proforma del año 2000.

A) Resultados del ejercicio

La cifra de negocios de ENDESA ascendió a 15.576 millones de euros en el ejercicio 2001, con un 2,0% con respecto al año anterior (4,0% comparando en términos homogéneos las cuentas del año 2000). El resultado de explotación alcanzó los 3.175 millones de euros con un aumento del 3,7% sobre el del año 2000 (7,1% respecto al ejercicio 2000 en términos homogéneos).

Por otra parte, el cash flow operativo fue de 5.004 millones de euros, lo que representa un incremento del 0,70% respecto del obtenido en el ejercicio anterior (4,3% en términos homogéneos de comparación).

A continuación se incluye, para el ejercicio 2001, el desglose de la cifra de negocios, del resultado de explotación y del cash flow operativo entre el negocio eléctrico nacional, el negocio eléctrico internacional y las telecomunicaciones y otros negocios (cifras en millones de euros):

	Negocio eléctrico nacional			Negocio eléctrico internacional			Telecom. y otros negocios		
	MM/Euros	%var. s/Prof.2000	%s/total	MM/Euros	% var. s/2000	% s/total	MM/Euros	% var. s/2000	% s/total
Importe neto cifra de negocio	10.086	3,6	64,8	5.125	3,7	32,9	365	24,6	2,3
Flujo de caja operativo	2.894	2,7	57,8	2.086	6,3	41,7	24	33,3	0,5
Rdo. de explotación	1.799	6,3	56,7	1.423	9,3	44,8	(47)	-67,9	-1,5

Resultado de explotación

El resultado de explotación alcanzó los 3.175 millones de euros con un aumento del 3,7% sobre el del año 2000 (7,1% respecto al ejercicio 2000 en términos homogéneos). De este resultado, 1.799 millones de euros, es decir, un 56,7% del total, corresponden al negocio eléctrico nacional, y 1.423 millones de euros, un 44,8%, al negocio eléctrico internacional. El resultado atribuible a telecomunicaciones y otros negocios asciende a 47 millones de euros negativos, lo que representa un 1,5% negativo sobre el resultado de explotación total.

Análisis de los ingresos y resultados de explotación en el negocio eléctrico nacional

La cifra de negocios de la actividad nacional del ejercicio 2001 ascendió a 10.086 millones de euros, con un incremento del 0,6% con respecto al ejercicio anterior (3,6% en términos homogéneos). Esta cifra de negocios se desglosa en las siguientes partidas (cifras en millones de euros):

	2001	% Variación	2000 (Proforma)	% Variación	1999
Ventas	9.656	4,1	9.276	8,1	8.579
CTC	147	(38,0)	237	(56,0)	539
Prestación de	283	26,3	224	(100,0)	-

servicios					
TOTAL	10.086	3,6	9.737	6,8	9.118

Cabe señalar que el incremento de la cifra de negocios fue muy similar al incremento de las compras de energía, por lo que en términos netos los ingresos se mantuvieron prácticamente constantes respecto del ejercicio 2000. Esto último fue debido al efecto neto de la mayor producción eléctrica, por un lado, y de los menores precios cobrados al cliente final del mercado regulado por la bajada de tarifas aprobada para el año 2001.

Las ventas de generación de ENDESA en el sistema peninsular aumentaron un 6,3% como consecuencia de los siguientes factores:

- ? El aumento del 0,6% de la producción eléctrica peninsular de la Empresa vendida en el mercado mayorista, que ascendió a 81.951 GWh, lo que supone una cuota de mercado del 45,2%.
- ? El aumento en un 1,4% del ingreso medio por kWh de la generación peninsular, que se situó en 3,87 céntimos de euro.
- ? El mayor volumen de ventas al "pool" de energía no producida por la propia compañía, que ascendieron a 306 millones de euros, frente a 154 millones en el ejercicio anterior.

A pesar del incremento de la energía distribuida, la cifra de ventas del negocio de transporte y distribución tan solo aumentó en 14 millones de euros en el mercado peninsular, como consecuencia fundamentalmente de los siguientes factores:

- ? La reducción de la tarifa eléctrica del año 2001.
- ? El aumento del número de clientes con derecho a elegir suministrador que decidieron contratar el suministro de electricidad en el mercado liberalizado a través de empresas comercializadoras. Las distribuidoras facturan a estos clientes sólo el peaje, en lugar de facturar la totalidad del suministro.

No obstante, es necesario tener en cuenta que la disminución de las ventas de distribución que se produce por esta circunstancia queda compensada con el consiguiente aumento de las ventas en el negocio de comercialización.

La cifra de ventas de la actividad de comercialización ascendió a 1.085 millones de euros, con un crecimiento del 14% respecto de 2000, como consecuencia del mayor volumen de ventas y del incremento en un 7,6% del precio medio de la electricidad vendida.

Las ventas en estos mercados ascendieron a 845 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 6,7% con respecto al año 2000. Además, se registraron 126 millones de euros de ingresos por compensaciones. Esta cifra de compensaciones corresponde únicamente a las que, con carácter provisional, se recogieron en el Real Decreto que aprobó la tarifa eléctrica para el año 2001. Por lo tanto, no incluye los importes adicionales que la empresa considera que tiene derecho a percibir por la compensación de los mayores costes de combustibles soportados en la generación extrapeninsular, pendientes aún de liquidación definitiva por parte de la Administración, y que, de acuerdo con la interpretación que hace la compañía de la normativa vigente, ascienden a unos 250 millones de euros.

En el ejercicio 2001, los ingresos por CTC ascendieron a 147 millones de euros, 70 millones de euros por CTC tecnológicos y 77 millones de euros por consumo de carbón autóctono. El descenso del importe de los CTC denominados tecnológicos en el Real Decreto-Ley 2/2001 se debe fundamentalmente a la reducción de la tarifa eléctrica del ejercicio 2001 que, al disminuir los ingresos del sector, reduce el importe disponible para recuperar CTC.

A su vez, los menores CTC por consumo de carbón autóctono se deben a la disminución de la producción generada con este combustible registrada en 2001 respecto del año anterior como consecuencia de la elevada hidraulicidad del primer trimestre del año que antes se ha mencionado.

A continuación figura la evolución del resultado de explotación correspondiente al negocio nacional (cifras en millones de euros):

	2001	% Variación	2000 (Proforma)	% Variación	1999
Resultado de Explotación	1.799	6,3	1.692	(16,1)	2.017

El resultado de explotación del negocio nacional ascendió a 1.799 millones de euros en el ejercicio 2001, lo que supone un incremento del 0,7% respecto del ejercicio anterior (6,3% en términos homogéneos).

Este incremento fue consecuencia fundamentalmente de los siguientes factores:

- El menor coste de los combustibles derivado del aumento de la producción hidroeléctrica por el mayor nivel de pluviosidad del primer trimestre del año.
- La contención de los costes controlables, que disminuyeron un 3,2% en términos nominales, lo que representa un descenso del 5,7% en términos reales.

Análisis de los ingresos y resultados de explotación en el negocio eléctrico internacional

A continuación figura la evolución del importe neto de la cifra de negocios y del resultado de explotación correspondiente al negocio internacional (cifras en millones de euros):

	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Cifra de negocios	5.125	3,7	4.941	23,1	4.014
Rdo. Explotación	1.423	9,3	1.303	47,4	884

La cifra de negocios en el año 2001 ascendió a 5.125 millones de euros, lo que supone un aumento del 3,7% respecto del año 2000.

El resultado de explotación del negocio internacional en el año 2001 ascendió a 1.423 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,3% respecto del mismo período del ejercicio anterior.

Además, a efectos de efectuar la comparación homogénea entre ambos ejercicios, es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

- ENDESA vendió en el año 2000 la totalidad de la participación que poseía en la empresa chilena Transelec, que todavía consolidaba por integración global durante los 9 primeros meses del ejercicio, con un resultado de explotación de 64 millones de euros.
- Las devaluaciones de las monedas de los países iberoamericanos respecto de la moneda comunitaria en el año 2001 supusieron un menor importe en euros del resultado de explotación de las compañías participadas que operan en ellos de 133 millones de euros.

Descontando el efecto de estos dos factores, es decir, en términos homogéneos de composición del Grupo y una vez eliminado el efecto de la evolución de los tipos de cambio, el resultado de explotación del negocio internacional se incrementa en un 25,7%, que corresponde a la mejora media del resultado de explotación en moneda local.

La evolución del resultado de explotación del negocio internacional, desglosado por actividades y teniendo en cuenta las sociedades operativas, fue el siguiente (cifras en millones de euros):

	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Generación	653	23,0	531	103,9	260
Distribución	774	14,0	679	19,8	620
Otros	(4)	N/A	92	756,3	3

TOTAL	1.423	9,3	1.303	47,4	884
--------------	--------------	------------	--------------	-------------	------------

A pesar de las desfavorables condiciones macroeconómicas que afectaron a Iberoamérica, especialmente a Argentina, y de las restricciones en el suministro eléctrico registradas en Brasil a causa de la fuerte sequía, tanto el negocio de generación como el de distribución tuvieron una evolución muy favorable, con incrementos del 23% y del 14%, respectivamente, en el resultado de explotación.

Estos resultados han sido posibles gracias a las mejoras de eficiencia que se están alcanzando en las compañías participadas por ENDESA en Iberoamérica como consecuencia de la aplicación del Plan Génesis, que están permitiendo compensar los efectos de la actual situación económica de la región.

Los ingresos de explotación de cada uno de los negocios y su evolución, desglosado de acuerdo con los distintos países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global, fue el siguiente (cifras en millones de euros):

Generación	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Chile	910		709		700
Colombia	363		306		368
Argentina	462		535		439
Brasil	110		103		77
Perú	256		267		186
TOTAL (*)	2.101		1.920		1.770

Distribución	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Chile	766		722		591
Colombia	545		549		487
Argentina	1.035		1.001		862
Brasil	1.197		1.143		763
Perú	324		328		263
TOTAL (*)	3.867		3.743		2.966

(*) La cifra total de ingresos de explotación incluye ajustes por importe de 640 millones de euros en el año 2001, 493 millones de euros en el año 2000 y 592 millones de euros en el año 1999.

El resultado de explotación de cada uno de los negocios y su evolución, desglosado de acuerdo con los distintos países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global, fue el siguiente (cifras en millones de euros):

Generación	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Chile	256	122,6	115	612,4	(22)
Colombia	132	3,9	127	49,2	85
Argentina	81	(18,2)	99	34,3	74
Brasil	63	(11,3)	71	47,7	48
Perú	121	1,7	119	56,7	76
TOTAL	653	23,0	531	103,9	260

Distribución	2001	%Variación	2000	%Variación	1999
Chile	184	(5,6)	195	25,1	207
Colombia	65	-	65	57,0	42
Argentina	235	16,9	201	23,5	163
Brasil	228	46,2	156	0,3	156
Perú	62	-	62	15,9	53
TOTAL	774	14,0	679	19,8	620

Los datos anteriores reflejan la positiva evolución del resultado de explotación del negocio de generación en Chile, que fue más del doble que el del ejercicio anterior y que permitió compensar ampliamente los efectos negativos de la situación en Argentina y en Brasil, haciendo que el conjunto del negocio de generación registrara incrementos del 23% en el resultado de explotación y del 15,9% en el flujo de caja operativo.

En distribución, el incremento del resultado de explotación fue del 14% y el del flujo de caja operativo del 11,7%, si bien con una diferente evolución por países.

Así, en Chile el resultado de explotación en moneda local alcanzó un incremento del 7,6%, pero la devaluación del peso chileno respecto del euro convirtió este aumento en una reducción del 5,6%. Por el contrario, el resultado de explotación de la actividad de distribución en Argentina se incrementó en un 16,9% medido en euros a pesar de la situación que atravesó el país a lo largo de 2001.

Por otro lado, la medida aprobada por el Gobierno brasileño para compensar el efecto de las restricciones producidas por la sequía en el ejercicio 2001, supuso un incremento de los ingresos de las distribuidoras brasileñas participadas de ENDESA por importe de 160 millones de euros, lo que, unido a los mayores niveles de eficiencia conseguidos por estas compañías, permitió incrementar un 46,2% el resultado de explotación del negocio de distribución en Brasil.

Análisis de los resultados en otros negocios

Los resultados netos de ENDESA derivados de las telecomunicaciones y otros negocios presentan el siguiente detalle (cifras en millones de euros):

	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
Telecomunicaciones	(94)	-	(94)	C/s	8
Gas	9	(44)	16	(24)	21
Cogeneración y renovables	(14)	C/s	3	(79)	14
Aguas	14	(13)	16	167	6
Otros	5	-	-	-	68
TOTAL	(80)	36	(59)	C/s	117

Las telecomunicaciones y otros negocios registraron en el ejercicio 2001 un resultado de explotación negativo de 47 millones de euros, frente a 28 millones de euros negativos registrados en el año 2000. No obstante, estas cifras no son comparables ya que esta línea de negocio incorpora desde el 1 de enero de 2001 el resultado de la empresa chilena de telefonía móvil Smartcom, mientras que en el año 2000 incorporó el resultado de esta compañía sólo desde el mes de julio.

Resultados financieros

Los resultados financieros del ejercicio 2001 registraron un importe negativo de 1.722 millones de euros, con el siguiente detalle (cifras en millones de euros):

	Millones de euros			
	2001	2000	Diferencia	% variación
Ingresos financieros:	584	769	(185)	(24,1)
Ingresos financieros	167	249	(82)	(32,9)
Diferencias positivas de cambio	276	370	(94)	(25,4)
Corrección monetaria	141	150	(9)	(6,0)
Gastos financieros:	2.306	1.912	394	20,6
Gastos financieros	1.628	1.663	(35)	(2,1)
Variación prov. inversiones financieras	4	18	(14)	(77,8)
Diferencias negativas de cambio	674	231	443	191,8
Total resultado financiero	(1.722)	(1.143)	(579)	(50,7)

El endeudamiento financiero neto a 31 de diciembre de 2001 ascendió a 25.007 millones de euros, con un incremento de 3.071 millones de euros respecto del cierre del ejercicio anterior. De este incremento, 560 millones de euros proceden del efecto contable del aumento del contravalor en euros de la deuda que ENDESA mantiene en moneda extranjera, fundamentalmente en dólares, que en su mayor parte corresponde a las compañías participadas iberoamericanas.

Descontado este efecto, el aumento de deuda asciende a 2.511 millones de euros, que ha sido debido fundamentalmente a las importantes inversiones financieras realizadas por ENDESA en Europa a lo

largo del año. Por otro lado, el menor coste medio de la deuda, que pasó de un 6,47% en el año 2000 a un 5,85% en 2001, permitió que los gastos financieros disminuyeran en 35 millones de euros, es decir, en un 2,1%.

En el año 2001 se produjo una fuerte devaluación del peso chileno y del real brasileño respecto del euro y del dólar. La devaluación respecto del dólar tiene un impacto negativo sobre los estados financieros en monedas locales de las compañías participadas por ENDESA en los países citados, ya que aumenta el importe de la deuda en dólares y genera una diferencia negativa de cambio en la cuenta de resultados; por otra parte, la devaluación respecto del euro repercute sobre los estados financieros consolidados de ENDESA, al reducirse el valor de los fondos propios de las filiales de estos países medidos en euros.

Los efectos anteriormente citados tuvieron un impacto negativo de 827 millones de euros sobre el epígrafe de "Diferencias de conversión" de los fondos propios de ENDESA en el ejercicio 2001, y 398 millones de euros sobre el epígrafe "Diferencias de cambio" de la cuenta de resultados, con un efecto sobre el resultado neto después de impuestos y minoritarios de 117 millones de euros.

Estos importes incluyen el efecto de la decisión de las autoridades argentinas, adoptada en enero de 2002, de eliminar la vinculación del cambio del peso con el dólar, lo que ha dado lugar a una devaluación de la moneda argentina. Aunque esta devaluación ha tenido lugar, por lo tanto, en el ejercicio 2002, sus efectos han sido registrados en las cuentas del ejercicio 2001, considerando un cambio de 1,7 pesos argentinos por dólar, lo que ha supuesto un efecto de 260 millones de euros en el epígrafe "Diferencias de cambio" de la cuenta de resultados, con una repercusión de 84 millones de euros sobre el resultado neto, y de 356 millones de euros sobre el patrimonio.

La asignación del endeudamiento financiero neto por negocios en el ejercicio 2001 fue la que se señala a continuación (cifras en millones de euros):

	Deuda a 31-12-2001
Negocio eléctrico nacional	11.768
Negocio eléctrico Internacional	11.525
Telecomunicaciones y otros negocios	1.714
TOTAL	25.007

☞ Amortización del fondo de comercio

El fondo de comercio en el balance consolidado de ENDESA asciende a un total de 5.543 millones de euros, desglosado por sociedades al 31 de diciembre de 1999, 2000 y 2001 como sigue (cifras en millones de euros):

EMPRESA	1999	ALTAS	BAJ.AM.	OTR.	2000	ALTAS	BAJAS	AMOR.	OTROS	2001
G. Enersis	2.434	63	(151)	28	2.374	-	-	(133)	(176)	2.065
Endesa Chile	1.310	-	(79)	64	1.295	-	-	(71)	(61)	1.163
Cerj	75	143	(6)	(2)	209	-	-	(6)	-	203
Chilectra	-	233	-	-	233	7	-	(13)	(11)	216
Smartcom	-	434	(11)	-	423	-	(6)	(23)	1	395
Retevisión	266	-	(15)	-	251	-	-	-	(251)	-
Auna	-	-	-	-	-	-	-	(17)	300	283
Repsol-YPF	261	-	(261)	-	-	109	-	(3)	-	106
Easa	16	5	(1)	(1)	19	-	-	-	(19)	-
Snet	-	-	-	-	-	284	-	(9)	-	275
ENDESA Hold. Italia	-	-	-	-	-	773	-	(10)	-	763
Otros	85	86	(43)	3	131	1	-	(4)	(54)	74
TOTAL	4.447	963	(567)	92	4.935	1.174	(6)	(289)	(271)	5.543

El fondo de comercio de consolidación se amortiza en un período de veinte años, al considerarse éste el período medio de recuperación de las inversiones efectuadas, básicamente en Iberoamérica.

La amortización del fondo de comercio ascendió a 289 millones de euros, con un aumento del 6,3% respecto al año 2000. Esta mayor amortización se debe a las incorporaciones por inversiones realizadas en el año 2001, que han dado lugar a nuevos fondos de comercio en ENDESA Italia por importe de 773 millones de euros, en Snet por 284 millones de euros y en Repsol por 109 millones de euros.

✍ **Resultado de las actividades ordinarias**

El resultado de las actividades ordinarias ascendió a 1.046 millones de euros, cifra un 38,43% inferior a la del año 2000 (34,8% en términos homogéneos). De este resultado, 1.190 millones de euros, es decir, un 113,8% del total, corresponden al negocio nacional, y 237 millones de euros, esto es, un 22,7% al negocio internacional. El resultado atribuible a las telecomunicaciones y otros negocios, asciende a 381 millones de euros negativos, lo que representa un 36,4% negativo sobre el resultado total de las actividades ordinarias.

✍ **Resultados extraordinarios**

Los resultados extraordinarios del año 2001 se situaron en 579 millones de euros, con un descenso de 334 millones de euros en relación con los del año 2000 (455 millones de euros en términos homogéneos). Estos resultados corresponden fundamentalmente a las plusvalías por la venta de la participación directa e indirecta que ENDESA poseía en la distribuidora argentina Edenor y el 12,5% de Viesgo vendido en diciembre de 2001.

Por otra parte, se llevaron a cabo diversas dotaciones de provisiones de carácter extraordinario, entre las que destacan las realizadas por la sociedad brasileña Cerj, por importe de 114 millones de euros, para cubrir pasivos contingentes derivados de compromisos de pensiones y otras obligaciones con el personal.

✍ **Resultados consolidados antes de impuestos**

El resultado consolidado antes de impuestos ascendió a 1.625 millones de euros, cifra un 37,8% inferior a la del ejercicio 2000 (38,4% en términos homogéneos). De este resultado, 1.341 millones de euros, es decir, un 82,5% del total, corresponden al negocio nacional, y 672 millones de euros, esto es, un 41,4% al negocio internacional. El resultado atribuible a telecomunicaciones y otros negocios, asciende a 388 millones de euros negativos, lo que representa un 23,9% negativo sobre el resultado total de las actividades ordinarias.

? **Impuesto sobre beneficios**

El gasto por impuesto sobre beneficios del ejercicio 2001 ascendió a 88 millones de euros, cifra un 85,8% inferior a la del ejercicio 2000 (86% en términos homogéneos). Este importe se vió afectado por dos hechos significativos:

- La cancelación de los impuestos diferidos por 224 millones de euros, como consecuencia de la aplicación del tipo impositivo del 18% para las plusvalías acogidas al régimen de diferimiento por reinversión aprobado por la Ley 24/2001, de 27 de diciembre.
- La exención de impuestos para la plusvalía obtenida por la desinversión de Edenor.

Descontados estos efectos, el gasto por impuesto representa un 27,2% sobre el beneficio antes de impuestos.

? **Resultados consolidados después de impuestos**

El resultado consolidado después de impuestos, una vez deducido el impuesto de sociedades por importe de 88 millones de euros (250 millones de euros correspondientes al negocio nacional, 132 millones de euros atribuibles al negocio internacional, y 294 millones de euros negativos atribuibles a telecomunicaciones y otros negocios), ascendió a 1.537 millones de euros, cifra un 22,9% inferior a la del año 2000 (23,6% en términos homogéneos). De dicho resultado, 1.091 millones de euros, es decir, un 71,0% del total, corresponden al negocio nacional, y 540 millones de euros, esto es, un 35,1% al negocio

internacional. El resultado atribuible a telecomunicaciones y otros negocios, asciende a 94 millones de euros negativos, lo que representa un 6,1% negativo sobre el resultado total de las actividades ordinarias.

✍ **Resultados del ejercicio**

El resultado atribuido a la sociedad dominante, una vez deducido el resultado atribuido a minoritarios por importe de 58 millones de euros (51 millones de euros correspondientes al negocio internacional y 7 millones de euros atribuibles a las telecomunicaciones y otros negocios), ascendió a 1.479 millones de euros, cifra un 5,12% superior a la del año 2000 (3,9% en términos homogéneos). De dicho resultado, 1.091 millones de euros, es decir, un 73,8% del total, corresponden al negocio nacional, 489 millones de euros, esto es, un 33,1% al negocio internacional, y 101 millones de euros negativos, esto es, un 6,8% negativo corresponde a telecomunicaciones y otros negocios.

B) Retribución por tránsito a la competencia y costes de reestructuración

La retribución fija por tránsito a la competencia se reguló mediante la Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997 cuyo texto fue modificado por el artículo 107 de la Ley 50/1998 y posteriormente por el Real Decreto Ley 2/2001. Para procurar la gradualidad del proceso de transición a la competencia, la Ley 54/1997 estableció en su Disposición Transitoria sexta un plazo máximo de diez años desde la entrada en vigor de la Ley durante el cual se reconoce, para las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo previsto en la Ley 54/1997. Estos costes son conocidos como Costes de Transición a la Competencia, y su recuperación se prevé mediante la retribución fija por transición a la competencia.

La Ley 54/1997 indicaba que el importe base global de la retribución fija, en valor a 31 de diciembre de 1997, no podría superar 11.951 millones de euros, reduciéndose este importe a 10.438 millones de euros en la legislación posterior. El importe global máximo a 31 de diciembre de cada año de los diferentes componentes a que se refiere el punto precedente, se calculará mediante la actualización del importe base global máximo correspondiente a 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con el tipo de interés resultante de la media anual del Euribor a 3 meses.

Durante los ejercicios 1999 y 2000 estuvo en vigor el artículo 107 de la Ley 50/1998 que modificó el modo de percibir la retribución fija por tránsito a la competencia estableciendo que el 23,81% de los Costes de Transición a la Competencia tecnológicos, se recuperaban por el procedimiento de diferencias establecido, hasta el 2007 inclusive, mientras que el 76,19% se recuperaba mediante la asignación de un 4,5% de la facturación hasta su total satisfacción, sin límite temporal. Posteriormente, el Real Decreto Ley 2/2001 ha eliminado la asignación del 4,5 %, volviendo a tener la totalidad de los CTC's tecnológicos la consideración de un importe máximo a recuperar por el sistema de diferencias con un horizonte temporal hasta el 31 de diciembre de 2010.

Si el precio medio de generación, resultara anualmente superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del valor de la retribución fija por tránsito a la competencia pendiente de percepción.

La retribución fija se destina contablemente a cubrir, por el orden que se indica, los siguientes conceptos:

- 1) Exceso del valor contable de las instalaciones técnicas de energía eléctrica sobre el valor de mercado calculado como el valor que previsiblemente recuperarán las sociedades mediante la generación de ingresos, deducidos los costes y gastos necesarios para conseguirlos, descontados con la tasa de descuento determinada para el cálculo del importe global máximo de la retribución fija por tránsito a la competencia.
- 2) Diferencias de cambio y periodificaciones propias del sector eléctrico consecuencia del anterior sistema regulatorio que figuran en el activo del balance al 31 de diciembre de 1997.

- 3) Provisiones para riesgos y gastos necesarios correspondientes a planes de reestructuración a incurrir en ejercicios futuros como consecuencia del tránsito a la libre competencia de las empresas del sector eléctrico.

Los importes de los conceptos señalados anteriormente que no estaban cubiertos por la retribución fija se dieron de baja del balance de situación en los ejercicios 1997 o 1998 con cargo a reservas de sociedades consolidadas por integración global, socios externos e impuestos anticipados.

De conformidad con la Orden del Ministerio de Economía de 28 de marzo de 2001, se procedió a contabilizar la cuenta de resultados del ejercicio 2000 sin considerar los efectos del Real Decreto Ley 2/2001 incluyendo el análisis de la recuperabilidad, en la citada situación, de los activos a compensar con CTC's con diferentes hipótesis de evolución de tarifa, demanda de electricidad, precio del pool, tipos de interés, etc. Posteriormente, los Administradores de la Sociedad, siguiendo un criterio de prudencia, han considerado que en una evolución desfavorable de las hipótesis contempladas, el importe de activos a compensar con retribución fija existentes al 31 de diciembre de 2000, que no se recuperaría como consecuencia de la supresión de la afectación del 4,5 % de los ingresos por el Real Decreto Ley 2/2001 ascendería a 1.899 millones de euros que han sido cancelados contra reservas con fecha 31 de diciembre de 2000. De este importe 172 millones de euros corresponden a la cuenta a cobrar registrada en los ejercicios 1999 y 2000 como consecuencia de la contabilización de los ingresos por retribución fija por encima de los importes cobrados siguiendo la senda de recuperación establecida, y los 1.727 millones de euros restantes a gastos de reestructuración de plantilla. El cargo a reservas se ha visto minorado en 665 millones de euros por el efecto impositivo del ajuste anteriormente señalado, por lo que el efecto neto sobre reservas ha ascendido a 1.234 millones de euros. A pesar de esta contabilización que responde exclusivamente a un criterio de máxima prudencia, los Administradores de la Sociedad consideran que los costes de transición a la competencia son un derecho irrenunciable de la sociedad y realizarán todos los esfuerzos necesarios para conseguir la total recuperación del importe asignado.

Después de realizar los ajustes señalados anteriormente, los costes de transición a la competencia cubiertos por retribución fija por tránsito a la competencia son los siguientes (cifras en millones de euros):

	Instalaciones	Técnicas de	Energía eléctrica	Gastos diferidos	Por transición	A la compet.	Total		
Año	Saldo inicial	Imputac. Rdos.	Saldo Final	Saldo Inicial	Imputac. Rdos.	Saldo Final	Saldo inicial	Imputac. Rdos.	Saldo Final
1998	2.102	(126)	1.976	915	(57)	858	3.017	(183)	2.834
Ajustes	-	-	(147)	-	-	517	-	-	370
Total 31/12/98	-	-	1.829	-	-	1.375	-	-	3.204
1999	1.829	(132)	1.697	1.375	(102)	1.273	3.204	(234)	2.970
Ajustes	-	-	-	-	-	987	-	-	987
Total 31/12/99	-	-	1.697	-	-	2.260	-	-	3.957
2000	1.697	(150)	1.547	2.260	(204)	2.056	3.957	(354)	3.603
Ajustes	-	-	(22)	-	-	11	-	-	(11)
Cargo Reserv.	-	-	-	-	-	(1.727)	-	-	(1.727)
Total 31/12/00	-	-	1.525	-	-	340	-	-	1.865
2001	1.525	(118)	1.407	340	(26)	314	1.865	(144)	1.721
Total 31/12/01	-	-	1.407	-	-	314	-	-	1.721

La evolución del saldo pendiente de recuperar de retribución fija desde su inicio ha sido el siguiente (cifras en millones de euros):

	1998	1999	2000	2001
Saldo inicial	4.388	4.313	4.095	3.768
Intereses devengados	221	130	170	157

Cobros	(296)	(348)	(267)	(25)
Excesos de 6 pesetas	-	-	(192)	(214)
Déficit de tarifa	-	-	170	-
Regularizaciones de años anteriores	-	-	(208)	(55)
Saldo final	4.313	4.095	3.768	3.631

Del saldo pendiente al 31 de diciembre de 2001, 224 millones de euros corresponde al Grupo Viesgo y, por tanto, la cifra de retribución fija pendiente de recuperar se ha reducido en este importe en enero de 2002.

Durante 1998 se contabilizaron como ingresos por retribución fija por tránsito a la competencia los importes devengados en la tarifa de 1998. Los activos cubiertos con esta retribución se amortizaron en 1998 en un 6,52%, coeficiente establecido en la senda prevista de recuperación de dicha retribución fija para 1998, dado que dicho coeficiente fue superior al importe del principal de la retribución fija de tránsito a la competencia cobrado en dicho año.

En los años 1999 y 2000 el importe de la retribución fija por tránsito a la competencia a recuperar por diferencias se contabiliza al igual que en 1998 por el importe devengado en la tarifa de cada año, sin embargo el importe a recuperar a través del 4,5 % de la tarifa se registra como ingreso en función de los porcentajes de una senda a 9 años establecidos, en la que para el año 1999 corresponde el 7,19% y para el 2000 un 8,22%, amortizándose los gastos en dichos años en estos mismos porcentajes. De acuerdo con este criterio en 1999 y 2000 se contabilizaron ingresos por retribución fija por 395 y 420 millones de euros respectivamente, habiéndose registrado en el ejercicio 2000 el déficit de tarifa como resultado extraordinario negativo.

En el año 2001 los ingresos por CTC's se han registrado en función de los devengados en las liquidación de la tarifa del propio año y al haber resultado éstos inferiores a los previstos en la senda de recuperación establecida, se ha aplicado para la amortización de los activos a recuperar por CTC's el porcentaje del 7,75% previsto para el año 2001 en la citada senda. En los próximos años la amortización de los activos a recuperar por CTC's se realizará en función del porcentaje que los ingresos representen sobre el total de la retribución fija que de acuerdo con las hipótesis conservadoras antes señaladas, se estima recuperar, con el mínimo del porcentaje de la senda de recuperación.

Esta senda de recuperación, que se estableció al 31 de diciembre de 2000, se muestra a continuación una vez deducidos los importes que corresponden al Grupo Viesgo y que, por tanto, ya no se consideran en el año 2002:

AÑO	PREVISTA (Euros)	% SOBRE TOTAL PREVISTO
2002	99	6,24
2003	189	11,83
2004	142	8,89
2005	127	7,96
2006	113	7,07
2007	137	8,57
2008	239	14,98
2009	267	16,76
2010	282	17,70
TOTAL	1.595	100,00

C) Préstamos y Deudas Financieras

La función financiera en España se centraliza en la empresa holding ENDESA, S.A., que tiene otorgadas las calificaciones crediticias a largo y corto plazo (Fitch A+/F1 Estable; Standard & Poors's A/A-1 Estable; Moody's A2/P1 Estable). Aproximadamente el 38% de la financiación procede de instituciones financieras, entre las que se incluyen también organismos oficiales como el Banco Europeo de Inversiones. En lo referente a la financiación bancaria, una parte importante de ésta está configurada por pólizas de crédito a largo plazo bajo la modalidad de disposiciones Euribor, que facilitan la gestión centralizada de la tesorería y sirven además de soporte a los emisores de papel comercial

(pagarés). El 62% restante de la financiación procede de los mercados desintermediados, con el objetivo de captar fondos directamente del inversor. Los instrumentos utilizados bajo esta modalidad son las emisiones de obligaciones domésticas, los programas de emisión de deuda en el euromercado en base a "Euro Commercial Paper" y "Euro Medium Term Notes". En estos dos últimos casos, las emisiones se realizan desde la filial holandesa International Endesa, B.V., participada en un 100% por ENDESA, con la garantía de la propia ENDESA."

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del endeudamiento neto del Grupo en los tres últimos ejercicios (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
EVOLUCION ENDEUDAMIENTO NETO			
Emisión de Obligaciones y Bonos a Largo Plazo	11.339	8.935	8.413
Deudas con Entidades de Crédito a Largo plazo	8.433	7.450	7.900
Otras Deudas a Largo Plazo	1.256	1.053	799
1.1. Endeudamiento Financiero a Largo Plazo	21.028	17.438	17.112
Emisión de Obligaciones y Bonos a Corto Plazo	2.583	3.600	4.574
Deudas con Entidades de Crédito a Corto Plazo	2.449	1.782	1.535
1.2. Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	5.032	5.382	6.109
1. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO BRUTO	26.060	22.821	23.221
Inversiones Financieras Temporales	701	694	2.009
Tesorería	352	191	272
2. TESORERIA DISPONIBLE	1.053	885	2.281
3. ENDEUDAMIENTO FINANCIERO NETO (3=1-2)	25.007	21.936	20.940
+ Financiación Recibida de Empresas Grupo a Largo	-	-	-
- Financiación Concedida a Empresas Grupo a Largo	-	-	-
4.1. Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo L.P.	-	-	-
+ Financiación Recibida de Empresas Grupo a Corto	-	-	-
- Financiación Concedida a Empresas Grupo a Corto	-	-	-
4.2. Financiación Recibida (Concedida) Neta Grupo C.P.	-	-	-
4. FINANCIACION RECIBIDA (CONCEDIDA) NETA GRUPO	-	-	-
5. TOTAL ENDEUDAMIENTO NETO (5=3+4)	25.007	21.936	20.940
Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Bruto	33,2%	37,9%	40,1%
Fondos Propios / Endeudamiento Financiero Neto	34,6%	39,4%	44,5%
Endeudamiento Financiero Bruto / Deudas Totales	79,0%	75,7%	75,5%
Endeudamiento Financiero C.P. / Endeudamiento Financ. Bruto	19,3%	23,6%	26,3%
Gastos Financieros / Deuda Financiera Bruta	6,2%	7,3%	6,1%
Tesorería Disponible / Endeudamiento Financiero C.P.	20,9%	16,4%	37,3%

La tabla siguiente recoge la evolución de los préstamos y deudas financieras del Grupo en los últimos tres años (cifras en millones de euros):

	2001	% Variación	2000	% Variación	1999
Obligaciones y Otros Valores	13.922	11	12.536	(3)	12.987
Obligaciones y Bonos	11.470	27	9.052	4	8.698
Pagarés	2.356	(31)	3.392	(20)	4.253
Intereses devengados	96	4	92	157	36
Entidades de Crédito	10.882	18	9.232	(2)	9.435
Euros	4.154	80	2.310	(16)	2.760
Dólares USA	6.477	10	5.891	8	5.462
Yenes	80	(76)	328	134	140
Otras	63	(91)	699	(33)	1.036
Intereses devengados	108	2.600	4	(89)	38
TOTAL	24.804	14	21.768	(3)	22.422

Al 31 de diciembre de 2001 y 2000, las Sociedades del Grupo tenían concedidas líneas de crédito no dispuestas por importe de 1.816 y 1.527 millones de euros, respectivamente.

Al cierre del ejercicio 2001, el importe formalizado de las operaciones de cobertura de tipo de interés se desglosa de la siguiente manera:

- Permutas de tipo de interés (SWAP), 6.580 millones de euros.
- Coberturas de tipo máximo y mínimo (COLLAR), 4.140 millones de euros.
- Operaciones de nivel máximo asegurado de tipo de interés (CAP), 1.042 millones de euros.
- Operaciones de fijación del tipo de interés a futuro (FRA), 3.561 millones de euros.

Por cobertura de tipo de cambio, a 31 de diciembre de 2000 existen las siguientes operaciones:

- Permuta de divisa (SWAP), 2.155 millones de euros.
- Acuerdos a futuros de tipos de cambio contratado (FORWARD), 883 millones de euros.

Adicionalmente, International Endesa, B.V. tiene formalizadas las siguientes operaciones de cobertura al cierre del ejercicio:

- Permutas de tipos de interés (SWAP), 4.158 millones de euros.
- Permutas de divisa (SWAP), 2.023 millones de euros.

D) Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda de ENDESA, a 31 de diciembre de 2001, se recoge en los cuadros siguientes (cifras en millones de euros):

REEMBOLSOS	2002	2003	2004	RESTO
Obligaciones y otros valores negociables	2.583	1.337	1.611	8.391
Deudas con entidades de crédito	2.449	1.744	2.125	4.564

Este cuadro no recoge los vencimientos de la deuda que se debe contratar para refinanciar estos vencimientos, ni los gastos financieros que lleva aparejada la misma. Las obligaciones y bonos, generalmente, se amortizan anualmente a lo largo de su vida, si bien algunas emisiones se amortizan en un único vencimiento al final de su vida contractual.

E) Riesgos Financieros. Datos cuantitativos y cualitativos

El Grupo ENDESA en el curso de sus actividades está sujeto al riesgo de variaciones en los tipos de interés y tipos de cambio. Como consecuencia de ello sigue una política de minimización de dichos riesgos a través de la contratación de operaciones de cobertura, y adicionalmente, en el caso del riesgo de los tipos de cambio tratando de compensar, en la medida de lo posible, operaciones activas y pasivas y flujos de cobros y pagos.

La composición del endeudamiento financiero neto del Grupo a 31 de diciembre de 2001, distinguiendo deuda a tipo fijo y variable, y deuda en euros y divisas, es la siguiente (cifras en millones de euros):

	TIPO FIJO+PROTEGIDO	TIPO VARIABLE	TOTAL
Euros	9.164	3.766	12.931
Divisas	7.828	4.249	12.076
TOTAL	16.992	8.015	25.007

Una vez consideradas las operaciones de cobertura existentes a esa fecha, el saldo de endeudamiento sujeto a riesgo de tipos de interés sería de 8.015 millones de euros.

F) Riesgos de cobertura

Se adjunta como Anexo I al presente Capítulo un detalle de todas las operaciones de préstamos y de derivados existentes a 31 de diciembre de 2001.

Los tipos de interés medios ponderados son expresados como un margen aplicado a la referencia indicada. La información se presenta en equivalentes en euros. Los tipos de cambio utilizados son los fijados por el Banco de España a 31 de diciembre de 2001. Los *cash-flows* de los instrumentos están denominados en la divisa indicada. Todas las obligaciones en divisas aparecen tanto en las tablas siguientes, como en las tablas bajo el epígrafe “sensibilidad a los tipos de cambio”.

Las siguientes tablas proporcionan información sobre los derivados de la compañía a 31 de diciembre de 2001 que son sensibles a fluctuaciones en tipos de interés, e incluyen obligaciones de deuda, swaps de tipo de interés y opciones. Todos estos instrumentos son mantenidos con el propósito de cubrir riesgos.

Con respecto a las obligaciones de la deuda, las tablas presentan los *cash-flows* principales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de vencimiento esperadas. Con respecto a los *swaps*, las tablas presentan las cantidades nominales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de contrato (vencimiento) esperadas. Las cantidades nominales se utilizan para calcular los pagos contractuales a intercambiar bajo el contrato.

Las siguientes tablas proporcionan información sobre los Instrumentos financieros y derivados de la compañía a 31 de diciembre de 2001 que son sensibles a fluctuaciones en tipos de cambio, e incluyen obligaciones de deuda, *swaps* de divisa y seguros de cambio. Todos estos instrumentos son mantenidos con el propósito de cubrir riesgos.

Con respecto a las obligaciones de la deuda, las tablas presentan los *cash-flows* principales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de vencimiento esperadas. Con respecto a los *swaps*, las tablas presentan las cantidades nominales y el tipo de interés medio ponderado por las fechas de contrato (vencimiento) esperadas. Con respecto a los seguros de cambio, las tablas presentan los importes y los tipos de cambio medios ponderados por fecha de vencimiento (contractual) esperadas. Las cantidades nominales se utilizan para calcular los pagos contractuales a intercambiar bajo el contrato.

Los tipos de interés variables medios ponderados son expresados como un margen aplicado a la referencia indicada. Excepto en donde se indica, la información se presenta en equivalentes en euros, dado que el euro es la divisa en la que la compañía reporta sus cuentas. Los tipos de cambio utilizados son los fijados por el Banco de España a 31 de diciembre de 2001. Los *cash-flows* de los instrumentos están denominados en la divisa indicada. Todas las obligaciones en divisas aparecen tanto en las tablas siguientes, como en las tablas bajo el epígrafe “sensibilidad a los tipos de interés”.

Cabe destacar que las tablas reflejadas en el Anexo I del presente Capítulo no indican el grado en que la compañía se ve afectada por las fluctuaciones de tipo de cambio como resultado de llevar a cabo negocios fuera de España, en países que incluirían a Chile, Perú, Brasil, Argentina y Colombia. En general, los *cash-flows* de las operaciones en dichos países están denominados en moneda locales, por lo que fluctuaciones en los tipos de cambio de dichas divisas con el euro podrían tener un impacto, positivo o negativo, en los *cash-flows* denominados en euros generados en estos países y reflejados en los estados financieros de la compañía.

G) Coberturas de combustible

A continuación se detallan todas las operaciones de cobertura de compras de combustible existentes a 31 de diciembre de 2001 (cifras expresadas en millones):

Vencimiento	Combustible	Volumen (Tm)	Valor de mercado (USD)
2002	Fuel Bia y Gasoleo C	922.000	-13,813
2003	Fuel BIA y Gasoleo C	63.000	-0,124
Total Valor de Mercado	-	-	-13,937
Equivalencia en euros	-	-	-15,814

H) Operaciones de trading

La actividad de trading está dirigida a gestionar los riesgos de los negocios de generación y comercialización de electricidad en Europa. El volumen de actividad de trading no es material en el contexto de ENDESA detallándose en el cuadro que figura a continuación la posición neta de todas las operaciones de trading existentes a 31 de diciembre de 2001 (cifras en millones de euros):

	Vencimiento	Valor de mercado
Operaciones trading Holanda	2002	-0,086
	2003	-0,018
Operaciones trading resto Europa	2002	3,296
	2003	-1,223
	2003-2004-2005	0,422
Total	-	3,058

I) Fondo de Maniobra

En el marco de una política de eficiencia y calidad de servicio, ENDESA asume la función financiera del Grupo, acudiendo a los mercados y cubriendo las necesidades de aquellas filiales que lo precisen. Al mismo tiempo, integra en centros de servicios compartidos la gestión de cobros y pagos de la mayoría de sus filiales.

La gestión de cobro a clientes utiliza básicamente el servicio bancario mediante la domiciliación de la mayor parte de su facturación, siendo el período medio de cobro a clientes comerciales de 19 días. La política de pagos a proveedores establece como condición general el plazo de noventa días.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del fondo de maniobra del Grupo para los ejercicios 1999, 2000 y 2001 (cifras en millones de euros):

GRUPO ENDESA	2001	2000	1999
EVOLUCION FONDO DE MANIOBRA			
+ Existencias	732	780	757
+ Clientes (1)	2.784	2.412	2.073
- Acreedores Comerciales	(2.253)	(2.050)	(1.929)
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	1.263	1.142	901
+ Otros Deudores a Corto Plazo	1.496	1.422	1.254
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	(2.325)	(2.040)	(1.866)
= Fondo de Maniobra de Explotación	434	524	288
+ Tesorería Disponible	1.053	885	2.281
+Financiación (recibida)concedida Neta Grupo a Corto Plazo	-	-	-
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	(5.032)	(5.382)	(6.109)
= FONDO DE MANIOBRA NETO	(3.545)	(3.974)	(3.540)
% Fondo de Maniobra Neto / Capitales Permanentes (2)	(7,6%)	(9,0%)	(7,6%)
% Fondo de Maniobra Neto / Stocks	(484,3%)	(509,5%)	(467,7%)

(1) Clientes: Clientes por ventas y prestación de servicios – Provisiones

(2) Capitales Permanentes: Total pasivo – Fondo de maniobra neto

Al 31 de diciembre de 2001 el fondo de maniobra de explotación es positivo por importe de 434 millones de euros. El fondo de maniobra neto de ENDESA en esa misma fecha es negativo por importe de 3.545 millones de euros debido a la utilización de instrumentos de financiación a corto plazo.

Al 31 de diciembre de 2001, existen líneas disponibles a largo plazo por importe de 1.816 millones de euros.

V.2. INFORMACIÓN CONTABLE INDIVIDUAL**V.2.1. CUADROS COMPARATIVOS DEL BALANCE Y CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS****V.2.1.1. CUADRO COMPARATIVO DEL BALANCE A 31 DE DICIEMBRE**

A continuación se recoge un cuadro comparativo de los Balances de ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 1999, 2000 y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
ACTIVO			
INMOVILIZADO	23.825	20.224	20.192
Gastos de Establecimiento	2	2	3
Inmovilizaciones Inmateriales	21	5	38
Inmovilizaciones Materiales	107	82	6.350
Inmovilizaciones Financieras	23.594	20.104	13.770
Acciones Propias	101	31	30
GASTOS DISTRIBUIR VAR. EJERCICIOS	855	1.015	2.120
ACTIVO CIRCULANTE	991	1.201	2.664
Existencias	-	-	370
Deudores	118	444	868
Inversiones Financieras Temporales	867	746	1.404
Tesorería	1	2	5
Ajustes por Periodificación	5	9	17
TOTAL ACTIVO	25.671	22.440	24.976
PASIVO			
FONDOS PROPIOS	8.365	8.426	9.071
Capital Suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de Emisión	1.376	1.376	1.376
Reserva de Revalorización	1.719	1.719	1.719
Reservas	3.519	3.607	3.991
Pérdidas y Ganancias	760	707	943
Dividendo a Cuenta Entregado	(280)	(254)	(228)
INGRESOS A DISTRIBUIR VARIOS EJ.	-	2	32
PROVIS. PARA RIESGOS Y GASTOS	448	316	1.709
ACREEDORES A LARGO PLAZO	12.613	9.397	8.541
ACREEDORES A CORTO PLAZO	4.245	4.299	5.622
TOTAL PASIVO	25.671	22.440	24.976

Como consecuencia del proceso de reordenación societaria y de la separación de actividades eléctricas para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 54/197, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, la actividad de ENDESA, S.A. durante los años 2000 y 2001 se ha centrado fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial, no realizando directamente actividades eléctricas.

Por ello, ENDESA, S.A. ha pasado a convertirse en una sociedad holding no siendo en consecuencia comparable la información correspondiente al balance y resultados de los ejercicios 2000 y 2001 con el ejercicio 1999 (véase *Capítulo III, apartado III.6.*).

Tras la fusión de ENDESA con sus filiales eléctricas en el año 1999, la práctica totalidad de los derechos de cobro por retribución fija por tránsito a la competencia quedaron en ENDESA, S.A. siendo, por tanto, ésta la única entidad perceptora de CTC del Grupo, excepto por la parte correspondiente a primas por consumo de carbón, cuyo derecho corresponde a ENDESA Generación. Al ser ENDESA, S.A. la perceptora de los CTC, es también la sociedad del Grupo que sume la imputación del déficit de tarifas.

V.2.1.2. CUADRO COMPARATIVO CUENTA PÉRDIDAS Y GANANCIAS

A continuación se recoge un cuadro comparativo de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias de ENDESA de los ejercicios económicos 1999, 2000 y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
INGRESOS DE EXPLOTACION	252	500	5.457
Importe Neto de la Cifra de Negocios	240	485	5.325
Trabajos Realizados para el Inmovilizado	1	1	44
Otros Ingresos de Explotación	11	14	88
GASTOS DE EXPLOTACION	290	307	4.233
Aprovisionamientos	70	9	2.504
Gastos de Personal	71	52	485
Dotaciones Amortización Inmovilizado	64	178	876
Variación Provisiones de Tráfico	-	-	2
Otros Gastos de Explotación	85	68	366
BENEFICIO DE EXPLOTACION	(38)	193	1.224
Ingresos Financieros	1.386	1.004	737
Gastos Financieros	727	638	608
RESULTADOS FINANCIEROS	659	366	129
RDO. ACTIVIDADES ORDINARIAS	621	559	1.353
Ingresos Extraordinarios	56	289	254
Gastos Extraordinarios	237	58	358
RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	(181)	231	(104)
RDO. ANTES DE IMPUESTOS	440	790	1.250
Impuestos sobre Beneficios	(320)	83	307
RESULTADO DEL EJERCICIO	760	707	943

V.2.1.3. CUADRO COMPARATIVO FLUJO DE CAJA

A continuación se recoge un cuadro comparativo del Flujo de Caja de ENDESA de los ejercicios económicos 1999, 2000 y 2001 (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
RECURSOS PROCEDENTES DE LAS OPERACIONES	883	657	2.015
Beneficio Neto	760	707	943
Amortizaciones	64	178	877
Provisiones	66	(364)	403
Diferencias de Cambio	86	41	54
Enajenaciones de Inmovilizado	(16)	(119)	(127)
Subvenciones de Capital y Otros Ingresos a Distribuir	-	(1)	(20)
Impuesto Diferido y Anticipado	(227)	182	(127)
Otros	150	32	13
TOTAL RECURSOS PROCEDENTES DE LAS OPERAC.	883	657	2.015
EFECTO DEL CASH-FLOW POR INVERSIONES			
Existencias	-	-	5
Deudores	326	187	(114)
Acreedores	(56)	(905)	414
Ajustes por Periodificación	5	5	(1)
VARIACION DEL CAPITAL CIRCULANTE	275	(713)	305
CASH-FLOW GENERADO POR LAS OPERACIONES	1.158	(56)	2.320
EFECTO DEL CASH-FLOW POR OPERAC. DE INVERSION			
Inmovilizado Material	(26)	(17)	(182)
Capitalización de Intereses y Otros	1.481	1.117	5.200
Inmovilizado Financiero	(5.082)	(2.396)	(8.324)
Resto de Operaciones de Inmovilizado	(17)	(4)	(18)
CASH-FLOW POR INVERSIONES	(3.644)	(1.300)	(3.324)
CASH-FLOW POR OPERACIONES FINANCIERAS			

Reducciones de Capital	-	-	-
Aportaciones de Accionistas	-	-	1.501
Otras Deudas	9.539	2.220	4.866
Dividendos	(714)	(649)	(550)
Cancelación o Traspasos de Deuda a Corto Plazo	(5.990)	(1.281)	(1.805)
Subvenciones de Capital	-	-	2
Aplicaciones Netas por Incorporación de Soc. Fusión	-	-	(2.399)
Otras Operaciones Financieras	36	(290)	(162)
CASH-FLOW EMPLEADO EN OPERACIONES FINANCIERAS	2.835	1.831	1.453
VARIACION NETA DE TESORERIA	349	586	450
Saldo al principio del año	748	1.409	575
Variaciones de Efectivo por Incorporaciones	(229)	(1.248)	384
TESORERIA AL FINAL DEL EJERCICIO	868	748	1.409

V.2.1.4. COMENTARIOS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES

A) Resultado del ejercicio

En el año 2001 ENDESA obtuvo un resultado después de impuestos de 760 millones de euros, 53 millones de euros superior al del ejercicio 2000, lo que supone un incremento 7,5% respecto del ejercicio anterior.

Ingresos y gastos de explotación

El resultado de explotación ha sido negativo en 38 millones de euros frente a los 193 millones de euros positivos del año 2000, debido fundamentalmente a los menores ingresos de CTC's, que han pasado de 401 millones de euros en el ejercicio 2000 a 84 millones de euros en el ejercicio 2001. Gran parte de estas diferencias se deben al cambio del sistema de contabilización de CTC's como consecuencia del Real Decreto Ley 2/2001. El epígrafe de aprovisionamientos contempla compras de energía bilaterales incluidas también en el epígrafe de ingresos.

Ingresos y gastos financieros

El resultado financiero ha ascendido a 659 millones de euros frente a los 366 millones de euros del ejercicio 2000, debido al mayor cobro de dividendos a las filiales compensado parcialmente por los menores ingresos financieros por intereses como consecuencia de la aportación a ENDESA Financiación Filiales, S.L: de préstamos concedidos a las filiales.

Resultado de las actividades ordinarias

El resultado de las actividades ordinarias ha ascendido a 621 millones de euros frente a los 559 millones de euros del ejercicio 2000, debido al menor resultado de explotación compensado con el menor resultado financiero como consecuencia del mayor cobro de dividendos a las filiales.

Ingresos y gastos extraordinarios

En los resultados extraordinarios, que han alcanzado un importe negativo de 181 millones de euros, la principal partida es la cancelación de gastos a distribuir en varios ejercicios por transición a la competencia por 137 millones de euros como consecuencia de la cesión de derechos de retribución fija por tránsito a la competencia vinculados a la desinversión del Grupo Viesgo por el Grupo ENDESA.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos ha ascendido a 440 millones de euros frente a 790 millones de euros en el año 2000.

Impuestos sobre Beneficios

La sociedad presenta un ingreso fiscal de 320 millones de euros como consecuencia del importe de la cuota correspondiente a la base imponible negativa que ENDESA, S.A. aporta al Grupo consolidado que

se recupera con las bases imponibles positivas de otras sociedades del Grupo y la aplicación de la deducción del 17% sobre las plusvalías acogidas al régimen de reinversión aprobado por la Ley 24/2001, de 27 de diciembre, por 78 millones de euros.

Resultado después de impuestos

El resultado después de impuestos ha ascendido a 760 millones de euros frente a 707 millones de euros en el año 2000.

B) Cambios en la posición financiera

En el ejercicio 2001 los recursos generados han ascendido a 883 millones de euros, un 34% superiores a los del ejercicio 2000.

C) Retribución por tránsito a la competencia y costes de reestructuración

La retribución fija por tránsito a la competencia se reguló mediante la Disposición Transitoria sexta de la Ley 54/1997 cuyo texto fue modificado por el artículo 107 de la Ley 50/1998 y posteriormente por el Real Decreto Ley 2/2001. Como consecuencia de la fusión con sus filiales, ENDESA adquirió los derechos de cobro correspondientes a la retribución fija de las mismas con efectos 1 de enero de 1999. Los saldos máximos acreditados de retribución fija pendiente de cobro al 31 de diciembre de los ejercicios 2000 y 2001 ascienden a 3.768 millones de euros y 3.407 millones de euros respectivamente, e incluyen los correspondientes a ENDESA Generación por 161 millones de euros y 168 millones de euros.

En el año 2001 ENDESA ha registrado como ingreso 39 millones de euros en concepto de devengos de CTC's y 45 millones de euros por regularizaciones de ejercicios anteriores. Dado que el importe correspondiente a la actualización financiera, calculada al 4,20% es superior a los devengos del ejercicio, únicamente se han registrado como resultado éstos últimos. Con fecha 1 de julio de 2001, ENDESA ha cedido a Viesgo Generación, S.L. el derecho de cobro de los costes de transición a la competencia tecnológicos por 264 millones de euros.

Por otra parte, en la aportación de ENDESA Generación, ENDESA se comprometió a compensar a dicha sociedad hasta un importe máximo de 1.096 millones de euros, valor a 31 de julio de 1999, de la cantidad que reciba en concepto de la retribución fija por costes de transición a la competencia, para el caso de que ENDESA Generación no recupere íntegramente a través del mercado el coste del inmovilizado material que se le aporta y exclusivamente por el importe no recuperado. En consecuencia, las compensaciones correspondientes a los ejercicios 2000 y 2001 han sido de 99 y 13 millones de euros respectivamente.

De acuerdo con lo establecido en la citada Orden Ministerial de 28 de marzo de 2001 se procedió contabilizar la cuenta de resultados del ejercicio 2000 sin considerar los efectos del Real Decreto Ley 2/2001, incluyendo el análisis de la recuperabilidad, en la citada situación, de los activos a compensar con CTC's con diferentes hipótesis de evolución de tarifa, demanda de electricidad, precio del pool, tipos de interés, etc. Posteriormente, los Administradores de la Sociedad, siguiendo un criterio de prudencia, han considerado que en una evolución desfavorable de las hipótesis contempladas, el importe de activos a compensar con retribución fija existentes al 31 de diciembre de 2000, que no se recuperaría como consecuencia de la supresión de la afectación del 4,5% de los ingresos por el Real Decreto Ley 2/2001 ascendería a 1.089 millones de euros, que fueron cancelados contra reservas. De este importe 163 millones de euros corresponden a la cuenta a cobrar registrada en los ejercicios 1999 y 2000 como consecuencia de la contabilización de los ingresos por retribución fija por encima de los importes cobrados siguiendo la senda de recuperación establecida y los 926 millones de euros restantes a gastos de reestructuración de plantilla.

El cargo a reservas se minoró en 381 millones de euros por el efecto impositivo del ajuste anteriormente señalado, por lo que el efecto neto sobre reservas ascendió a 707 millones de euros. A pesar de esta contabilización que responde exclusivamente a un criterio de máxima prudencia, los Administradores de la Sociedad consideran que los costes de transición a la competencia son un derecho irrenunciable de

la sociedad y realizarán todos los esfuerzos necesarios para conseguir la total recuperación del importe máximo asignado. En el caso de que la recuperación futura de retribución fija por tránsito a la competencia superara a la estimada para realizar la contabilización contra reservas, el exceso se contabilizará, igualmente, contra reservas.

Los gastos diferidos por transición a la competencia presentan un saldo de 660 millones de euros en el ejercicio 2001 y 859 millones de euros en el ejercicio 2000. Los Administradores de la Sociedad consideran que, en base a las estimaciones realizadas de los ingresos del sistema eléctrico y de los cobros de CTC's, estos gastos se podrán recuperar en su totalidad.

En el ejercicio 2001, como consecuencia de la cesión a Viesgo Generación S.L del derecho de cobro de los costes de transición a la competencia tecnológicos, se han regularizado gastos diferidos por 137 millones de euros, que han sido registrados como gastos extraordinarios. En el ejercicio 2000 se realizó el mencionado ajuste contra reservas por importe de 926 millones de euros, de acuerdo con la Orden Ministerial de 28 de marzo de 2001.

La evolución de los gastos diferidos por transición a la competencia ha sido la siguiente (cifras en millones de euros):

AÑO	SALDO INICIAL	IMPUTACION A RDOS.	AUMENTOS ADICIONALES	CARGO A RESERVAS	SALDO FINAL
1998	473	(28)	343	-	788
1999	788	(144)	1.352	-	1.996
2000	1.996	(177)	(34)	(926)	859
2001	859	(199)	-	-	660
2002					
2003					
2004					
2005					
2006					
2007					
2008					
2009					
2010					
TOTAL	-	(548)	1.661	(926)	-

Los gastos diferidos a 31 de diciembre de 2000 a recuperar con los ingresos de la retribución fija asignada, se han amortizado a lo largo del 2001, con el coeficiente del 7,75% anual, que es superior al que se obtendría aplicando el importe de principal de la retribución fija por transición a la competencia cobrado hasta el 31 de diciembre de 2001. Los porcentajes de amortización utilizados en 1998, 1999 y 2000 fueron el 6,03%, el 7,19% y el 8,22%, de acuerdo con las sendas existentes en dichos ejercicios, dado que dichos coeficientes fueron superiores a los obtenidos en base a los ingresos reales de dichos ejercicios.

D) Préstamos y Deudas Financieras

La tabla siguiente recoge la evolución de los préstamos y deudas financieras de ENDESA en los últimos tres años (cifras en millones de euros):

	2001	% Var.	2000	% Var.	1999
Obligaciones y Otros Valores	2.125	(19)	2.639	(28)	3.683
Obligaciones y Bonos	1.550	(4)	1.614	(12)	1.828
Pagarés	543	(45)	992	(46)	1.822
Intereses devengados	32	(6)	34	5	32
Entidades de Crédito	4.009	41	2.848	20	2.365
Euros	2.086	9	1.910	14	1.673
Dólares USA	1.744	131	756	34	563
Yenes	143	(7)	154	56	99
Otras	16	(27)	22	(16)	26

Intereses devengados	20	186	7	35	5
TOTAL	6.134	12	5.487	(9)	6.049

Los saldos por operaciones de derivados financieros de cobertura al 31 de diciembre de 2001 son los siguientes (cifras en millones de euros):

	2001	2000	1999
EN EUROS:			
CAP	1.042	1.166	1.336
COLLAR	1.362	1.262	1.935
SWAP INTERESES	5.279	4.494	5.284
FRAS	3.300	-	18
SUMA	10.983	6.922	8.574
EN DIVISAS:			
COLLAR	1.857	-	-
SWAP INTERESES	1.104	20	24
SWAP DIVISAS	975	396	97
FRAS	261	-	-
SUMA	4.197	416	122
TOTAL	15.180	7.338	8.696

Las operaciones de cobertura de tipo de cambio entre ENDESA y ENDESA Financiación Filiales, S.L. pendientes de liquidación al 31 de diciembre de 2001 ascienden a un importe equivalente de 1.139 millones de euros.

A 31 de diciembre de 2001, se han realizado operaciones de cobertura de riesgos de derivados de energía para el Grupo ENDESA por un total de 5.777 GWh, manteniéndose una posición abierta a dicha fecha por un total de 5 GWh, no existiendo diferencias significativas con los valores de mercado de estas operaciones.

E) Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda de ENDESA, a 31 de diciembre de 2001, se recoge en el siguiente cuadro (cifras en millones de euros):

	2002	2003	2004	RESTO
Obligaciones y otros valores negociables	653	180	750	542
Deudas con entidades de crédito	979	41	44	2.945
Deudas con sociedades del Grupo y asociadas	1.984	634	126	7.213

Este cuadro no recoge los vencimientos de la deuda que se debe contratar para refinanciar estos vencimientos, ni los gastos financieros que lleva aparejada la misma.

F) Garantías con terceros

Al 31 de diciembre de 2001, ENDESA tenía prestados avales a empresas del Grupo ante entidades financieras por 8.615 millones de euros que corresponden a la financiación obtenida por International Endesa BV, que está garantizada por ENDESA y que a su vez ha sido prestada en su totalidad a ENDESA, por lo que está incluida en el pasivo de su balance de situación.

A 31 de diciembre de 2001 ENDESA tiene prestadas garantías a ENDESA Trading frente a terceros para cubrir el riesgo de operaciones de trading de energía eléctrica por 112 millones de euros.

CAPÍTULO VI

LA ADMINISTRACIÓN, LA DIRECCIÓN Y EL CONTROL DE LA SOCIEDAD EMISORA

VI.1. IDENTIFICACIÓN Y FUNCIÓN EN LA ENTIDAD DE LAS PERSONAS QUE SE MENCIONAN

VI.1.1. ÓRGANO DE ADMINISTRACIÓN

☞ Composición del Consejo de Administración

ENDESA, S.A. está administrada por un Consejo de Administración que de acuerdo con sus Estatutos Sociales estará integrado por nueve miembros como mínimo y quince como máximo, correspondiendo a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los Consejeros. El cargo de Consejero es renunciable, revocable y reelegible.

Existirán los siguientes tipos de Consejeros, conforme al artículo 37 a), b) y c) de los Estatutos Sociales:

- a) Los que están vinculados, profesionalmente y, de forma permanente, a la sociedad (consejeros que aparecen en el cuadro de esta misma página con carácter a)
- b) Los que su vinculación con la sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo (consejeros que aparecen en el cuadro de esta misma página con carácter b)
- c) Los que su pertenencia al Consejo de Administración derive de la participación patrimonial en el capital de la sociedad (consejeros que aparecen en el cuadro de esta misma página con carácter c)

Los Consejeros a que se refiere el apartado b) anterior serán mayoría respecto del total de Consejeros que, en cada momento, formen el Consejo, siempre que lo permita el número de Consejeros elegidos en ejercicio del derecho de los accionistas a tener representación en el Consejo, proporcional a su participación en el capital social.

La duración de los cargos de Consejeros será de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por periodos de igual duración salvo los Consejeros elegidos al amparo del artículo 37 b) de los Estatutos Sociales, los cuales sólo podrán ser reelegidos por un segundo mandato.

A la fecha de verificación de este *Folleto*, el Consejo de Administración tiene la siguiente composición:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBR.	CARÁCTER	NOMBR. A PROP.
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	18.10.1996 14.05.2002 (1)	a) c) (2)	Ibercaja
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	11.02.1997	a) (3)	-
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba	19.06.1998	b)	-
	D. Miguel Blesa de la Parra	06.11.2000	c)	Caja Madrid
	D. José María Fernández Cuevas	19.06.1998	b)	-
	D. José M. Fernández Norriella	07.07.1998	b)	-
	D. Rafael González-Gallarza Morales	19.06.1998	b)	-
	D. Rafael Español Navarro	18.10.1996	b)	-
	D. José Fernández Olano	18.06.1996	b)	-
	D. Manuel Ríos Navarro	28.07.1998	b)	-
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	06.02.2001	b)	-
	D. Francisco Nuñez Boluda	12.05.1998	b)	-
	D. José Luis Oller Ariño	25.06.1997	b)	-
	D. José Serna Masiá	07.02.2000	b)	-
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-	-

(1) Fecha de nombramiento como Presidente de la sociedad por parte del Consejo de Administración.

(2) No tiene funciones ejecutivas.

(3) Tiene funciones ejecutivas.

El Consejo, al amparo del Artículo 141 de la Ley de Sociedades Anónimas, regula su propio funcionamiento, habiendo dictado su Reglamento, que será vinculante para los miembros de dicho Consejo, que dispone:

“Las propuestas de nombramiento o reelección de Consejeros que formule el Consejo recaerán en personas de reconocido prestigio que posean la experiencia y los conocimientos profesionales adecuados para el ejercicio de sus funciones y que asuman un compromiso de dedicación suficiente para el desempeño de las tareas de aquél.”

El Consejo se reunirá, al menos, una vez cada dos meses, así como cuando el Presidente lo estime oportuno o cuando lo solicite un tercio de sus miembros.

✍ **Incompatibilidades**

Los Consejeros tendrán las siguientes incompatibilidades:

- a) La edad para ostentar la condición de Consejero no podrá exceder de 70 años. La edad para ostentar la condición de Consejero Delegado no podrá exceder de 65 años, sin perjuicio de poder seguir éste último ostentando la condición de Consejero.
- b) El desempeño de cargos o funciones de representación, dirección o asesoramiento en empresas competidoras o el desempeño de esos mismos cargos o funciones en sociedades que ostenten una posición de dominio o control en empresas competidoras.
- c) La pertenencia simultánea a más de cinco Consejos de Administración, no computándose, a estos efectos, los Consejos de Administración de las distintas sociedades participadas, los Consejos de Administración del Grupo o entidad accionista a la que represente el Consejero, y los Organos de Administración de aquellas sociedades en las que la participación patrimonial, personal o familiar del Consejero, le concede derecho a formar parte de los mismos.

No podrán ostentar la condición de miembros del Consejo las personas que, por sí o persona interpuesta, desempeñen cargos, o sean representantes, o estén vinculadas a entidades que sean clientes o proveedores habituales de bienes y servicios a ENDESA, siempre que esta condición pueda suscitar un conflicto o colisión de intereses con los de la sociedad. Se exceptúan, las entidades financieras en su condición de proveedores de servicios financieros a la sociedad.

✍ **Derechos y deberes**

Serán deberes de los Consejeros:

- a) Contribuir a la función del Consejo de impulsar y supervisar la gestión de la sociedad. En el desempeño de sus funciones, obrarán con lealtad y diligencia. Su actuación se guiará únicamente por el interés social, interpretado con plena independencia, procurando siempre la mejor defensa y protección de los intereses del conjunto de los accionistas, de quienes procede su mandato y ante quienes rinden cuentas.
- b) Los Consejeros afectados por propuestas de nombramiento, reelección o cese, se abstendrán de intervenir en las deliberaciones y votaciones que traten de tales asuntos. Las votaciones serán secretas.
- c) El Consejero deberá guardar secreto de las informaciones de carácter confidencial a que tenga acceso en el ejercicio de su cargo aún después de cesar en el Consejo. No podrá utilizar tales informaciones mientras no sean de conocimiento general.
- d) Los Consejeros no podrán hacer uso con fines privados de información no pública de la Sociedad, salvo en caso de ausencia de perjuicio alguno para la misma, o cuando la información sea

irrelevante para operaciones de adquisición o venta de valores de la Sociedad. En todo caso deberán observarse las normas de conducta establecidas por la legislación y por el Reglamento Interno de Conducta de la sociedad, en el ámbito del Mercado de Valores.

- e) Ningún Consejero podrá hacer uso con carácter personal de los activos de la Sociedad, ni tampoco valerse de su posición en ella para obtener una ventaja patrimonial a no ser que satisfaga la adecuada contraprestación. En caso de que se le dispense de tal contraprestación, la ventaja patrimonial así obtenida se conceptuará como retribución indirecta y deberá ser autorizada por el Comité de Organización, Nombramientos y Retribuciones.
- f) El Consejero no puede aprovechar en beneficio propio ninguna posibilidad de realizar una inversión u operación comercial que haya conocido en el ejercicio de su cargo, utilizando los medios de información de la Sociedad o en circunstancias tales que permitan suponer que el ofrecimiento del tercero estaba en realidad dirigido a la Sociedad. Esta prohibición no regirá cuando el Consejero haya ofrecido previamente la oportunidad de negocio a la Sociedad, o haya sido autorizado por el Comité de Organización, Nombramientos y Retribuciones.

✍ **Funciones del Consejo de Administración**

El Consejo de Administración, de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas y los Estatutos Sociales, ejerce el gobierno y la administración de la Sociedad, correspondiéndole las siguientes funciones generales:

- a) Establecer la estrategia corporativa y las directrices de la gestión.
 - ✍ Aprobar el presupuesto anual de la Sociedad y sus participadas en las que se establezcan los objetivos económicos, así como las líneas básicas de la estrategia general del conjunto de dichas sociedades y los planes y las políticas destinados al logro de aquellos objetivos.
 - ✍ Determinar la política de información y comunicación con los accionistas, los mercados y la opinión pública. El Consejo supervisará, igualmente, los mecanismos establecidos en la Sociedad para el intercambio de información regular con aquellos inversores que, con una participación de importancia económica, formen parte del accionariado de la Sociedad y que no estén representados en el Consejo. Las relaciones entre el Consejo y los accionistas relevantes, no podrá proporcionar a éstos ninguna información que les otorgue una situación de privilegio o de ventaja respecto de los demás accionistas.
 - ✍ Supervisar los acuerdos a largo plazo, sean de carácter comercial, industrial o financiero de importancia estratégica para el conjunto de la sociedad y sus participadas.
- b) Supervisar la actuación de la Alta Dirección, exigir cuentas de sus decisiones y hacer una evaluación de su gestión.
 - ✍ Impulsar y supervisar la gestión de la Sociedad y sus participadas, así como el rendimiento de la Alta Dirección en el cumplimiento de los objetivos establecidos.
 - ✍ Ejercer las funciones que la Junta General haya encomendado al Consejo, que sólo podrá delegar si, de forma expresa, lo prevé el acuerdo de la Junta General.
 - ✍ Acordar las siguientes operaciones: constitución de nuevas sociedades o participación en sociedades ya existentes que, por su cuantía o por su naturaleza, sean relevantes para la Sociedad; operaciones de fusión, absorción, escisión o concentración en que esté interesada cualquiera de las sociedades participadas.
 - ✍ Aprobar las adquisiciones y enajenaciones de activos sustanciales y participaciones en el capital de sociedades, así como las operaciones financieras de la Sociedad o de las empresas

participadas que tengan un impacto importante sobre la situación patrimonial o que, por cualquier circunstancia, resulten especialmente significativas.

- ✍ Aprobar las inversiones que por su cuantía, o por su naturaleza, afecten significativamente a la situación patrimonial o a la estrategia del conjunto de la Sociedad y sus participadas.
- ✍ Fijar las normas generales para el nombramiento de Consejeros en las sociedades participadas y autorizar la propuesta de designación de los mismos en aquellas sociedades participadas directamente así como conocer de las designaciones que se efectúen en las sociedades participadas indirectamente que se ajustarán a las normas referidas con anterioridad.
- ✍ El Consejo autorizará, igualmente, la propuesta de designación de Consejeros en aquellas sociedades que aún teniendo una participación accionarial que, sin ser mayoritaria, tengan carácter estable y especial relevancia económica.
- ✍ Aprobar las normas y procedimientos para los nombramientos, ceses y retribuciones aplicable a la Alta Dirección de la Sociedad y sus participadas, sin perjuicio de las competencias del Comité previsto al efecto y de las competencias, en este punto, del Consejero Delegado.

c) Elaborar su propia organización y funcionamiento.

- ✍ Nombrar Consejeros, en caso de que se produzca vacante, hasta que se reúna la primera Junta General y aceptar la dimisión de los mismos.
- ✍ Nombrar y cesar los Consejeros que han de formar parte de la Comisión Ejecutiva y Comités previstos en este Reglamento y delegar facultades en la Comisión Ejecutiva, en el Presidente, en el Consejero Delegado y, excepcionalmente, en Comités previstos en este Reglamento.
- ✍ Designar y revocar los nombramientos del Presidente y de los Vicepresidentes del Consejo y designar y revocar, a propuesta del Presidente, los nombramientos del Consejero Delegado y del Secretario del Consejo.

d) Relaciones con accionistas y auditores.

- ✍ El Consejo establecerá los mecanismos adecuados para conocer las propuestas que los accionistas puedan formular en relación con la gestión de la sociedad, y supervisará los sistemas de información que establezca la sociedad para los distintos grupos de accionistas, sin que ello pueda suponer privilegio alguno para ninguno de ellos.
- ✍ El Consejo promoverá, facilitando la información debida, la participación de los accionistas en las Juntas Generales, y adoptará cuantas medidas sean oportunas para que la Junta General de Accionistas ejerza las funciones que le son propias conforme a la Ley y a los Estatutos sociales.
- ✍ El Consejo establecerá una relación de carácter objetivo, profesional y continuo con el Auditor externo de la sociedad nombrado por la Junta General, respetará la independencia del mismo y dispondrá que se le facilite toda la información necesaria.

El artículo 46 de los Estatutos Sociales establece:

“Los acuerdos se adoptarán por mayoría absoluta de los Consejeros, presentes o representados, concurrentes a la sesión. En caso de empate tendrá voto de calidad el Presidente o quien haga sus veces en la reunión. Lo previsto en el presente apartado se entenderá sin perjuicio de aquellos acuerdos para cuya adopción se exija una mayoría cualificada de Consejeros por los presentes Estatutos o la legislación vigente”.

✍ **Comisión Ejecutiva**

La Comisión Ejecutiva estará presidida por el Presidente del Consejo y formarán parte de ella el Consejero Delegado y cinco Consejeros. Se reunirá, al menos, una vez al mes. Son competencias de la Comisión Ejecutiva, entre otras, las siguientes:

- ✍ Adoptar los acuerdos correspondientes a las facultades que el Consejo le hubiere delegado.
- ✍ Ejercer las funciones referentes al control de la gestión de la sociedad.
- ✍ Estudiar y proponer las directrices que han de definir la estrategia empresarial y supervisar su puesta en práctica.

La designación de los miembros de la Comisión Ejecutiva requerirá el voto favorable de, al menos, dos tercios de los miembros del Consejo.

Los acuerdos de la Comisión Ejecutiva sobre asuntos en los que exista delegación de facultades por parte del Consejo son de cumplimiento obligatorio desde su adopción. No obstante, en aquellos casos en los que a juicio del Presidente, o de la mayoría de los miembros de la Comisión Ejecutiva, la importancia del asunto así lo aconsejara, los acuerdos de la Comisión Ejecutiva se someterán a la ratificación posterior del Consejo.

En la actualidad la Comisión Ejecutiva está integrada conforme al siguiente detalle:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBRAM.	CARACTER
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	18.10.1996	c)
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	11.02.1997	a)
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba	29.03.2001	b)
	D. Miguel Blesa de la Parra	06.03.2001	c)
	D. José María Fernández Cuevas	29.03.2001	b)
	D. José Manuel Fernández Norniella	07.07.1998	b)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

✍ **Comité de Auditoría y Cumplimiento**

El Comité de Auditoría y Cumplimiento estará integrado por cuatro miembros del Consejo, designados con el voto favorable de la mayoría. El Presidente de dicho Comité será designado, de entre sus miembros, por el Consejo con el voto favorable de la mayoría. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración.

La función principal de este Comité es velar por el buen gobierno corporativo y la transparencia en todas las actuaciones de la sociedad en el ámbito económico-financiero y de auditoría externa y cumplimiento y auditoría interna.

En particular en el ámbito económico-financiero y de auditoría externa, le corresponde a este Comité velar por la transparencia de la información económico-financiera de la sociedad a sus accionistas y mercados de valores adoptando las medidas necesarias para evitar que pueda existir utilización privilegiada de la indicada información, y velar por la información periódica sometida a las Bolsa y Organismos Rectores en las que cotizan los valores emitidos por Endesa y sus sociedades participadas.

Corresponde también a este Comité evaluar los procedimientos y sistemas de elaboración de los estados financieros a someter al Consejo de Administración y velar por el respeto de los principios contables utilizados en su formulación; informar las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión; estudiar el Informe de los auditores de cuentas y proponer al Consejo de Administración la designación del auditor de cuentas externo, sus condiciones de contratación, el alcance de su mandato profesional, y en su caso la renovación o revocación del mismo, así como velar por su independencia.

Por lo que respecta al ámbito de cumplimiento y auditoría interna, le corresponde a este Comité velar por la adecuación y efectividad de los sistemas internos de control; aprobar el sistema de evaluación y control de riesgos relevantes para Endesa y sus sociedades participadas; evaluar el grado de cumplimiento de las recomendaciones de buen gobierno corporativo, y velar por el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Reglamento de Conducta del Mercado de Valores.

En la actualidad integran este Comité los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBRAM.	CARACTER
Presidente	D. Francisco Javier Ramos Gascón	29.03.2001	b)
Consejeros	D. Francisco Nuñez Boluda	07.07.1998	b)
	D. José Luis Oller Ariño	07.07.1998	b)
	D. José Serna Masiá	07.02.2000	b)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

Comité de Nombramientos y Retribuciones

El Comité de Nombramientos y Retribuciones estará integrado por cuatro miembros del Consejo, designados con el voto favorable de la mayoría. El Presidente de este Comité será designado, de entre sus miembros, por el Consejo con el voto favorable de la mayoría. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración.

El Comité tiene encomendadas las funciones de informar al Consejo de Administración sobre los nombramientos relativos a la Alta Dirección, aprobar las retribuciones de la misma y decidir la adopción de esquemas de retribución que tengan en cuenta los resultados de las empresas.

También determinará los regímenes particulares de vinculación del Presidente y Consejero Delegado con la Sociedad y elaborará y aprobará el Estatuto de la Alta Dirección.

En la actualidad integran este Comité los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBROS	FECHA NOMBRAM.	CARACTER
Presidente	D. Rafael González-Gallarza Morales	07.07.1998	b)
Consejeros	D. Rafael Español Navarro	07.02.2000	b)
	D. José Fernández Olano	29.03.2001	b)
	D. Manuel Ríos Navarro	07.02.2000	b)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

Consejos Asesores

El Consejo podrá acordar la creación de Consejos Asesores que, sin tener el carácter de órganos sociales, puedan deliberar, estudiar e informar sobre temas relacionados con la definición de la estrategia corporativa.

Con fecha 13 de marzo de 2000, se aprobó la norma reguladora del Consejo Asesor de ENDESA.

Reglamento interno de conducta en el ámbito del Mercado de Valores

ENDESA cuenta con un Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores, aprobado por el Consejo de Administración en sesión celebrada el 24 de julio de 2001, que fue remitido a la Comisión Nacional del Mercado de Valores.

El Reglamento de Conducta, de ámbito interno, tiene carácter obligatorio y sus destinatarios son todos aquellos que, de un modo u otro, participan en las actividades de ENDESA relacionadas con su objeto, y sus contenidos son mandatos y no meras recomendaciones.

El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores obliga a:

- Los miembros del Consejo de Administración.
- Los altos directivos.
- Los directivos y empleados que se determinen, tanto de ENDESA como de sus empresas participadas, que desarrollen su trabajo en áreas relacionadas con los mercados de valores o que tengan acceso a información reservada.
- Los asesores y consultores que sean contratados por ENDESA para intervenir en operaciones objeto del propio Reglamento.

Quedan comprendidas dentro del ámbito de aplicación del Reglamento todas las operaciones que tengan por objeto acciones, obligaciones convertibles o no convertibles, bonos, pagarés, deuda subordinada, otros instrumentos financieros cuyo subyacente sea principalmente ENDESA o cualquiera de sus empresas participadas y, en general, valores que hayan sido emitidos por ENDESA o cualquiera de sus empresas participadas y que coticen en Bolsa, o en otro mercado organizado, así como las operaciones de futuros de energía.

El Reglamento de Conducta en los Mercados de Valores también será de aplicación a aquellas operaciones que tengan por objeto títulos emitidos por otras compañías, cuando las personas sujetas hayan obtenido información reservada o privilegiada por su vinculación con ENDESA.

Asunción del Código de Buen Gobierno

El Código de Buen Gobierno prevé en su Recomendación 23ª que los Consejos de Administración de las sociedades que apelan a los mercados financieros incluyan, en su informe público anual, detalle de sus reglas de gobierno.

A tal efecto, ENDESA reseña información detallada sobre la asunción por la misma de las Recomendaciones del Código de Buen Gobierno en la página número 228 del Informe Anual 2001.

VI.1.2. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA EMPRESA

La dirección de la empresa se encuentra vertebrada al más alto nivel por los órganos de dirección siguientes:

Comité de Dirección del Grupo

Integrado por el Consejero Delegado y todos los Directores de primer nivel, es el órgano encargado de plasmar las directrices y políticas de gestión diseñadas por el Consejo de Administración, no existiendo remuneración alguna diferente de la que perciben en función del ejercicio de su cargo.

Se reúne sin periodicidad fija y está integrado por los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBRO
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo
Secretario General	D. Salvador Montejo Velilla
Dirección Corporativa de Asesoría Jurídica	D. Francisco de Borja Acha Besga
Dirección General del Negocio Eléctrico	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Generación	D. Manuel Morán Casero
Dirección General de Comercialización	D. Javier Uriarte Monereo
Dirección General de Distribución	D. Rufino R. Parra Terrón
Dirección General de Minería	D. José Félix Ibáñez Guerra
Dirección General de Europa	D. Michael G. Reynolds
Dirección General de Planificación y Medios	D. Luis Rivera Novo
Dirección Corporativa de Recursos Humanos	D. Germán Medina Carrillo
Dirección Corporativa de Planificación y Control	D. Antonio Pareja Molina
Dirección General de Servicios	D. Evaristo Villa Ruiz

Dirección Corporativa de Organización	D. Alberto Martín Rivals
Dirección General de Internacional	D. Alfredo Llorente Legaz
Dirección General de Diversificación	D. José Luis Marín López-Otero
Dirección Corporativa Económico-Financiera	D. José Luis Palomo Alvarez
Dirección Corporativa de Auditoría	D. José Luis Puche Castillejo
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba

☞ **Comité Ejecutivo de Dirección**

Presidido por el Consejero Delegado, se configura como el órgano de gestión, al más alto nivel, de las actividades empresariales, no existiendo remuneración alguna diferente de la que perciben en función del ejercicio de su cargo. Se reúne semanalmente y está formado por los siguientes miembros:

CARGO	MIEMBRO
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo
Secretario General	D. Salvador Montejo Velilla
Dirección General del Negocio Eléctrico	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Planificación y Medios	D. Luis Rivera Novo
Dirección General de Internacional	D. Alfredo Llorente Legaz
Dirección General de Diversificación	D. José Luis Marín López-Otero
Dirección Corporativa Económico-Financiera	D. José Luis Palomo Alvarez
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba

VI.1.2. BIS – NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA EMPRESA

El Consejo de Administración de ENDESA en su reunión de 2 de julio de 2002, aprobó, a propuesta del Consejero Delegado, una nueva estructura de Dirección fundamentada en la ya existente, es decir, con los mismos Organos de Dirección, e integrada por las siguientes personas:

☞ **Comité de Dirección del Grupo**

CARGO	MIEMBRO
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo
Secretaría General	D. Salvador Montejo Velilla
Dirección Corporativa de Asesoría Jurídica	D. Francisco de Borja Acha Besga
Dirección General del Negocio Eléctrico	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Generación	D. Manuel Morán Casero
Dirección General de Comercialización	D. Javier Uriarte Monereo
Dirección General de Red	D. José Luis Marín López-Otero
Dirección General de Minería	D. José Félix Ibáñez Guerra
Dirección General de Gestión de la Energía	D. Pedro Larrea Paguaga
Dirección General de Internacional	D. Luis Rivera Novo
Dirección General de Diversificación	D. Alfredo Llorente Legaz
Dirección General de Planificación y Medios	D. Antonio Pareja Molina
Dirección General de Servicios	D. Evaristo Villa Ruiz
Dirección Corporativa de Planificación y Control	Dña. María Isabel Fernández Lozano
Dirección Corporativa Económico-Financiera	D. José Luis Palomo Alvarez
Dirección Corporativa de Auditoría	D. José Luis Puche Castillejo
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba
Dirección Corporativa de Organización	D. Alberto Martín Rivals
Dirección Corporativa de Recursos Humanos	D. Germán Medina Carrillo

☞ **Comité Ejecutivo de Dirección**

CARGO	MIEMBRO
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo
Secretaría General	D. Salvador Montejo Velilla
Dirección General del Negocio Eléctrico	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Internacional	D. Luis Rivera Novo
Dirección Corporativa Económico-Financiera	D. José Luis Palomo Alvarez
Dirección Corporativa de Asesoría Jurídica	D. Francisco de Borja Acha Besga
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba
Dirección General de Diversificación	D. Alfredo Llorente Legaz
Dirección General de Red	D. José Luis Marín López-Otero
Dirección Corporativa de Recursos Humanos	D. Germán Medina Carrillo
Dirección General de Planificación y Medios	D. Antonio Parela Molina

VI.2. CONJUNTO DE INTERESES EN LA SOCIEDAD DE LAS PERSONAS CITADAS EN EL APARTADO VI.1**VI.2.1. ACCIONES CON DERECHO DE VOTO Y OTROS VALORES QUE DAN DERECHO A SU ADQUISICIÓN**

El total de acciones de las que eran titulares, a título individual, los actuales Consejeros de la Sociedad a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 78.406 acciones, que representan el 0,00741% del capital social conforme al detalle que figura a continuación:

MIEMBROS	POSEIDAS DIRECTAS	POSEIDAS INDIRECT.	TOTAL POS.	% S/ TOTAL	TOTAL REPRES.	% S/ TOTAL	TOTAL ACCIONES	% S/ TOTAL
D. Manuel Pizarro Moreno (1)	50.004	-	50.004	0,00472	4.271.726	0,40347	4.321.730	0,40819
D. Rafael Miranda Robredo	7.258	-	7.258	0,00069	-	-	7.258	0,00069
D. Alberto Alonso Ureba	1	-	1	-	-	-	1	-
D. Miguel Blesa de la Parra (2)	-	-	-	-	53.043.481	5,01000	53.043.481	5,01000
D. Rafael Español Navarro	846	-	846	0,00008	-	-	846	0,00008
D. José M. Fdez. Cuevas	1	-	1	-	-	-	1	-
D. José M. Fdez. Norriella	1	-	1	-	-	-	1	-
D. José Fdez. Olano	-	-	-	-	-	-	-	-
D. Rafael González-Gallarza M.	3.301	-	3.301	0,00031	-	-	3.301	0,00031
D. Francisco Nuñez Boluda	4.000	-	4.000	0,00038	-	-	4.000	0,00038
D. José Luis Oller Ariño	400	-	400	0,00004	-	-	400	0,00004
D. Fco. Javier R. Gascón (3)	992	1.259	2.251	0,00021	-	-	2.251	0,00021
D. Manuel Ríos Navarro	1.789	-	1.789	0,00017	-	-	1.789	0,00017
D. José Serná Masiá (4)	8.076	478	8.554	0,00081	-	-	8.554	0,00081
TOTAL	76.669	1.737	78.406	0,00741	57.315.207	5,41347	57.393.613	5,42087

(1) En representación de Ibercaja.

(2) En representación de Caja Madrid.

(3) A través de su esposa.

(4) A través de su esposa.

El porcentaje de capital representado por los miembros del Consejo de Administración en la Junta General de Accionistas celebrada el 10 de mayo de 2002 fue del 21,78%.

El total de acciones de las que eran titulares los actuales miembros del Comité de Dirección de la Sociedad a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 80.585 acciones, que representan el 0,00761% del capital social.

VI.2.2. PARTICIPACIÓN EN TRANSACCIONES INFRECIENTES Y RELEVANTES DE LA SOCIEDAD

Los miembros del Consejo de Administración, los Directores y demás personas que asumen la gestión de ENDESA, al nivel más elevado, a los que se refieren los apartados VI.1. y VI.1.2 anteriores, así como los accionistas representados en el Consejo de Administración o las personas físicas o jurídicas a las que representan, no han participado durante el ejercicio 2001 y en el curso del 2002 no participan en

transacciones inhabituales y relevantes de la sociedad, excepto las realizadas con las entidades financieras accionistas en el curso habitual de sus negocios las cuales se llevan a cabo en condiciones de mercado (véase *Capítulo VI, apartado VI.1.1.*).

VI.2.3. PERCEPCIONES DE LOS CONSEJEROS, SUELDOS Y DIETAS PERCIBIDAS DE OTRAS EMPRESAS

1. Retribuciones percibidas por la pertenencia al Consejo de Administración de ENDESA

A partir del 1 de julio de 1998, la retribución de los administradores se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual, dieta por asistencia a los órganos de administración y participación en beneficios. La remuneración global y anual, para todo el Consejo y por todos los conceptos, es del 1 por 1000 de los beneficios, aprobados por la Junta General. Esta remuneración se distribuye en los siguientes apartados: asignación fija mensual de 4.007 euros brutos por consejero, dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Organización, Nombramientos y Retribuciones y Comité de Auditoría y Relaciones con los Accionistas de 2.003 euros brutos por persona y reunión, y participación en beneficios hasta alcanzar el citado porcentaje.

Durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2002 los importes percibidos han sido los siguientes:

CONCEPTO	EUROS
Asignación fija mensual	180.303,0
Dieta de asistencia	204.340,0
Participación Beneficios (Ejercicio 2001)	0,0
TOTAL	384.643,0

2. Sueldos

En este epígrafe se detallan las cantidades percibidas por remuneración fija y variable por los ejecutivos y empleados pertenecientes al Consejo de Administración de ENDESA (Consejeros encuadrados en el artículo 37 a) de los Estatutos Sociales). La retribución variable se determina mediante la aplicación de un porcentaje a la retribución fija para cada caso, en atención al cumplimiento de determinados objetivos y de su importe se detrae el total de las retribuciones percibidas, en su caso, por asistencia a Consejos de Administración de otras sociedades participadas.

Durante el periodo 1 de enero a 31 de marzo de 2002 los importes percibidos han sido los siguientes:

CONCEPTO	EUROS
Remuneración fija	325.551,7
Remuneración variable	470.471,1
TOTAL	796.022,8

3. Dietas percibidas de otras empresas

En este apartado se incluyen las dietas percibidas por los administradores por asistencia a los Consejos de Administración de ENDESA Internacional, ENDESA Diversificación y otras sociedades filiales, siendo éste el único tipo de remuneración que perciben de estas empresas. Durante el periodo 1 de enero a 31 de marzo de 2002 los importes percibidos han sido los siguientes:

CONCEPTO	EUROS
Dietas Endesa Internacional	20.033,7
Dietas Endesa Diversificación	14.023,6
Dietas Empresas Filiales	29.839,4
TOTAL	63.896,7

En total, la suma de los tres conceptos descritos anteriormente asciende a 1.244.562,5 euros.

Importes devengados en 2001 y 2000 .-

Por lo que respecta a los importes consolidados devengados por los miembros del Consejo de Administración en los años 2001 y 2000, por su pertenencia a los Organos de Gobierno de la Sociedad y otras sociedades participadas, son los siguientes (cifras en euros):

CONCEPTO	ENDESA	PARTICIPADAS	ENDESA	PARTICIPADAS
	AÑO	2001	AÑO	2000
Asignación fija	721,210	0	427.920	0
Dieta asistencia	720,010	373.427	399.070	252.430
Resto participación benéfico	37.345	0	589.180	0
TOTAL	1.478.565	373.427	1.416.170	252.430

Igualmente, durante el año 2001 y 2000 los importes percibidos por sueldos han sido los siguientes (cifras en euros):

CONCEPTO	2001	2000
Remuneración fija	1.199.460	1.047.560
Remuneración variable	331.330	249.420
TOTAL	1.530.790	1.296.980

VI.2.4. REMUNERACION DE LOS DIRECTIVOS MENCIONADOS EN EL PUNTO VI.1.2.

En este apartado se detallan las cantidades percibidas por los directivos, excluido el miembro del Consejo que se enumera en el punto VI.1.2, en total 19 personas. Los conceptos retributivos consisten en una retribución fija y una retribución variable. La retribución variable se determina mediante la aplicación de un porcentaje a la retribución fija, en atención al cumplimiento de determinados objetivos. De la cantidad resultante de aplicar el porcentaje se deducen, en su caso, las dietas percibidas por asistencia a Consejos de Administración de empresas participadas.

La cantidad percibida por retribución variable correspondiente a todo el ejercicio 2001 fue satisfecha en el mes de marzo de 2002.

Con fecha 9 de mayo de 2000, el Consejo de Administración de ENDESA, aprobó para determinados directivos una retribución variable adicional, con vencimiento cada tres años, vinculada a los resultados de la sociedad.

La remuneración global de los directivos mencionados en el punto VI 1.2 de ENDESA es la siguiente (cifras en euros):

SUELDO POR	AÑO 2002		AÑO 2001		AÑO 2000	
	ENDESA	Primer Trim. FILIALES	ENDESA	FILIALES	ENDESA	FILIALES
Retribución Fija	1.444.316,2	0,0	5.816.013,8	0,0	5.133.247,54	0,0
Retribución Variable	1.920.046,0	0,0	1.896.705,8	0,0	1.572.501,45	0,0
Otros gastos sociales	30.361,4	0,0	108.346,4	0,0	100.491,14	0,0
Dietas	0,0	38.861,9	0,0	135.751,0	0,0	167.843,72
TOTAL	3.394.723,7	38.861,9	7.821.066,0	135.751,0	6.806.240,13	167.843,72

VI.2.5. IMPORTE DE LAS OBLIGACIONES CONTRAIDAS EN MATERIA DE PENSIONES Y SEGUROS

El importe de las aportaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida y accidente de los miembros del Consejo de Administración de ENDESA a 31 de diciembre de 2001 asciende a 908.176 euros.

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los Consejeros, Administradores y Directivos de ENDESA y sus sociedades participadas.

El importe de las aportaciones contraídas en materia de pensiones y de pagos de primas de seguros de vida y accidente de los 19 miembros del Comité de Dirección enumerados en el punto VI.1.2., excluido el miembro del Consejo, a 31 de diciembre de 2001 asciende a 2,06 millones de euros.

VI.2.6. ANTICIPOS, CRÉDITOS CONCEDIDOS Y GARANTÍAS CONSTITUIDAS

El importe de los anticipos y créditos concedidos a los miembros del Consejo de Administración de ENDESA al 31 de diciembre de 2001 asciende a 903.143 euros, de los que el capital pendiente de reintegro es de 864.616 euros. De ellos, 560.566 devengaron un interés igual a Mibor + 0,5 y 342.577 son anticipos sin interés. El plazo de amortización de los anticipos y créditos es superior a un año.

El importe de los anticipos y créditos concedidos a los miembros del Consejo de Administración de ENDESA al 31 de marzo de 2002 asciende a 1.305.821,3 euros, de los que el capital pendiente de reintegro es de 1.265.536,9 euros. De ellos, 922.960,0 devengaron un interés igual a Mibor + 0,5 y 342.576,9 son anticipos sin interés. El plazo de amortización de los anticipos y créditos es superior a un año.

El importe de los anticipos y créditos concedidos a los 19 miembros del Comité de Dirección enumerados en el punto VI.1.2., excluido el miembro del Consejo, al 31 de diciembre de 2001 asciende a 5.353.690,85 euros, de los que el capital pendiente de reintegro es de 4.622.134,71 euros. De ellos, 3.929.389,98 euros devengaron un interés igual a Mibor + 0,5 y 1.424.300,87 euros son anticipos sin interés. El plazo de amortización de los anticipos y créditos es superior a un año.

El importe de los anticipos y créditos concedidos a los 19 miembros del Comité de Dirección enumerados en el punto VI.1.2., excluido el miembro del Consejo, al 31 de marzo de 2002 asciende a 5.792.298,1 euros, de los que el capital pendiente de reintegro es de 5.060.741,9 euros. De ellos, 3.558.441,1 euros devengaron un interés igual a Mibor + 0,5 y 1.502.300,8 euros son anticipos sin interés. El plazo de amortización de los anticipos y créditos es superior a un año.

VI.2.7. PRINCIPALES ACTIVIDADES DE LOS ADMINISTRADORES Y DIRECTORES FUERA DE LA SOCIEDAD

De las personas mencionadas en el apartado VI.1. ejercen otras actividades, las siguientes:

MIEMBRO	OTRAS ACTIVIDADES
D. Manuel Pizarro Moreno	Presidente de Ibercaja
	Vicepresidente de la Sociedad Rectora de la Bolsa de Madrid
	Vicepresidente de Bolsas y Mercados Financieros Sociedad Holding
D. Rafael Miranda Robredo	Consejero de Red Eléctrica de España, S.A. (REE)
D. Alberto Alonso Ureba	Catedrático de Derecho Mercantil Universidad Rey Juan Carlos de Madrid
	Consejero de Zeltia, S.A.
	Letrado Asesor de Caja de Navarra
	Consejero de Lazarejo, S.L.
D. Miguel Blesa de la Parra	Presidente de Caja Madrid
	Vicepresidente de Iberia, L.A.E.
	Consejero de Dragados y Construcciones, S.A.
	Consejero Ente Público Radio Televisión de Madrid

D. Rafael Español Navarro	Presidente Grupo La Seda
	Presidente de COIR, S.A.
	Consejero de Potasas, S.A.
	Consejero de DOGI, S.A.
	Presidente Promogrup-Deu, S.A.
	Administrador Único de Xocumunt, S.L.
D. José María Fernández Cuevas	Consejero de Cliner, S.A.
	Consejero de Intercontinental Química, S.A.
D. José Manuel Fernández Norriella	Presidente de Ebro-Puleva, S.A.
	Presidente Consejo Superior Cámaras Comercio, Industria y Navegación
D. José Fernández Olano	Presidente del Grupo Aldeasa
	Consejero de Altadis
D. Rafael González-Gallarza Morales	Presidente de PR Larios
	Consejero de Pernod Ricard, S.A.
	Presidente de Prensa Malagueña, S.A.
	Consejero de El Ciervo, S.A.
D. Francisco Nuñez Boluda	Director del Ilustre Colegio Notarial de Madrid
D. José Luis Oller Ariño	Economista
D. Francisco Javier Ramos Gascón	Consejero de la Sociedad Rectora de la Bolsa de Madrid, S.A.
	Notario del Ilustre Colegio de Madrid
	Presidente del Instituto de Estudios Bursátiles (IEB)
D. Manuel Ríos Navarro	Consejero de Bancaja
	Consejero de Cisa, S.L.
	Presidente de SBB Participaciones
	Vicepresidente y Director General de Inpelsa
	Consejero de Tenerías Alfa
D. José Serna Masiá	Notario del Ilustre Colegio de Cataluña

VI.3. PERSONAS FÍSICAS O JURÍDICAS QUE EJERCEN UN CONTROL SOBRE LA SOCIEDAD EMISORA

No existen personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, aislada o conjuntamente, ejerzan el control de la sociedad.

VI.4. RÉGIMEN DE AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA PARA DETERMINADOS ACUERDOS Y OTRAS LIMITACIONES

ENDESA está sujeta al régimen de autorización administrativa previa de acuerdo con el Real Decreto 929/1998, de 14 de mayo, modificado por el Real Decreto 1113/1999, de 25 de junio, de Aplicación del Régimen de Autorización Administrativa Previa a "ENDESA, Sociedad Anónima" y a determinadas sociedades de su Grupo, como consecuencia de la aplicación de la Ley 5/93, de 23 de marzo, de Régimen Jurídico de Enajenación de Participaciones Públicas en determinadas Empresas.

En virtud de este régimen, están sometidas a autorización previa los actos y acuerdos sociales de adquisición directa o indirecta de acciones o valores de ENDESA y de determinadas filiales que puedan dar derecho directa o indirectamente a la suscripción o adquisición de capital de al menos un 5% en el capital de ENDESA o un 10% en el resto de las citadas filiales. Este régimen también es extensible a la enajenación o gravamen de acciones de que sea titular ENDESA en cualquiera de las restantes sociedades, así como los acuerdos de disolución voluntaria, escisión o fusión de ENDESA y las restantes sociedades.

El 21 de diciembre de 2000 se ha presentado en el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas un recurso contra el Reino de España formulado por la Comisión de las Comunidades Europeas solicitando que se declare la incompatibilidad con el Derecho Comunitario de este régimen de autorización administrativa previa que el Estado español se reserva en determinadas empresas, incluida ENDESA.

VI. 5. REPRESENTACION Y LIMITACION DERECHOS DE VOTO

La representación y limitación de los derechos de votos están contempladas en los artículos 28 y 32 de los Estatutos de la sociedad, cuyos textos se exponen a continuación.

≈ El artículo 28 de los Estatutos de la sociedad señala:

“Todo accionista que tenga derecho de asistencia podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona, la cual no podrá ostentar la representación de un paquete de acciones superior al 3% del capital social. La representación deberá conferirse por escrito y con carácter especial para cada Junta y observando las demás disposiciones legales sobre la materia.

Esta facultad de representación se entiende sin perjuicio de lo establecido por la ley para los casos de representación familiar y de otorgamiento de poderes generales.

En cualquier caso, tanto para los supuestos de representación voluntaria como para los de representación legal, no se podrá tener en la Junta más de un representante.

El Consejo de Administración podrá exigir en la convocatoria de la Junta General que las delegaciones de representación de los accionistas deban obrar en poder de la sociedad con una antelación de al menos 48 horas respecto de la fecha de celebración de la Junta General en primera convocatoria, indicando el nombre del representante”.

≈ El artículo 32 de los Estatutos de la sociedad señala:

“Los accionistas tendrán derecho a un voto por cada acción que posean o representen, salvo las acciones sin voto, que se regirán por lo dispuesto en el artículo 8 de estos Estatutos. Como excepción a lo dispuesto en el inciso anterior, ningún accionista, en relación con las acciones de que sea titular, podrá ejercitar un número de votos superior al que corresponda al 10% del total del capital social con derecho a voto existente en cada momento y ello aunque las acciones de que sea titular superen ese porcentaje del 10%.

Para el cómputo del número máximo de votos que pueda emitir cada accionista y a los efectos de lo anteriormente establecido, deberán incluirse las acciones de que cada uno de ellos sea titular, ni incluyéndose las que correspondan a otros titulares que hubieran delegado en aquel accionista su voto, sin perjuicio de aplicar asimismo individualmente a cada uno de los accionistas que deleguen el mismo porcentaje del 10% de votos correspondiente a las acciones de que sean titulares.

También será de aplicación la limitación establecida en los párrafos anteriores al número de votos que, como máximo, podrán emitir – sea conjuntamente, sea por separado – dos o más sociedades accionistas pertenecientes a un mismo grupo de entidades. Esta limitación se aplicará igualmente al número de votos que, como máximo, pueda emitir una persona física accionista y la entidad o entidades, también accionistas, que aquella persona física controle, tanto sean emitidos conjunto como separadamente.

A los efectos señalados en el párrafo anterior, para considerar la existencia de un grupo de entidades, se estará a lo dispuesto en el artículo 4 de la vigente Ley del Mercado de Valores de 28 de julio de 1988 y se entenderá que una persona física controla a una o varias entidades cuando, en las relaciones entre esa persona física y la sociedad o sociedades de referencia, se dé alguna de las circunstancias de control que el artículo 4 de la citada Ley exige de una entidad dominante respecto de sus entidades dominadas.

Asimismo y a los efectos del presente artículo, se equiparará a la relación de control del artículo 4 de la Ley de Mercado de Valores, la relación de cualquier accionista persona física o jurídica con personas o entidades interpuestas, fiduciarias o equivalente que sean a su vez accionistas de la sociedad, así

como con fondos, instituciones de inversión o entidades similares que sean también accionistas de la sociedad, o con otros accionistas a través de acuerdos de sindicación de votos, cuando el ejercicio del derecho de voto de las acciones titularidad de estas personas o entidades esté determinado directa o indirectamente por el accionista en cuestión.

El Presidente del Consejo de Administración podrá requerir a cualquier accionista en los días anteriores a la fecha de celebración de la Junta General en primera convocatoria, a efectos de que comunique en el plazo máximo de 48 horas a la sociedad a través de su presidente, las acciones de que sea directamente titular y aquella titularidad de otras personas o entidades controladas directa o indirectamente por el accionista en cuestión, pudiendo el presidente hacer en la Junta General las observaciones que considere pertinentes en el momento de constitución de la Junta para garantizar el cumplimiento de estos Estatutos en relación con el ejercicio del derecho de voto por los accionistas.

Las acciones que pertenezcan a un mismo titular, a un grupo de entidades o a una persona física o jurídica y a las entidades que dicha persona física o jurídica controle serán computables íntegramente entre las acciones concurrentes a la Junta para obtener el quórum de capital necesario para la válida constitución. Pero en el momento de las votaciones se aplicará a las mismas el límite del número de votos del 10% establecido en el presente artículo.

La modificación del presente artículo requerirá en la Junta General correspondiente, el voto favorable de más del 50% del capital suscrito con derecho a voto, tanto en primera como en segunda convocatoria”.

☞ Con fecha 28 de diciembre de 2001, ENDESA recibió, a efectos meramente informativos, copia de la Resolución adoptada por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE) en sesión celebrada el día 27 de noviembre de 2001, mediante la cual se puso fin al procedimiento AEV 1/2001 tramitado por dicha Comisión en relación con la solicitud instada por LA CAIXA al amparo del número Cinco del artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

Los Acuerdos de dicha resolución son los siguientes:

Primero.- LA CAIXA no podrá designar miembros del Consejo de Administración de ENDESA, ni en virtud del sistema proporcional referido en el artículo 137 de la Ley de Sociedades Anónimas, ni por el procedimiento de cooptación establecido en el artículo 138 de la Ley de Sociedades Anónimas, no pudiendo tampoco, en virtud de lo establecido en el propio artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, ejercer sus derechos de voto respecto a las propuestas de nombramiento de otros consejeros distintos de los dominicales, es decir Consejeros independientes o Consejeros vinculados profesionalmente a la sociedad, o a las propuestas de separación de Consejeros, que deban ser aprobadas por la Junta de Accionistas.

Segundo.- Autorizar a LA CAIXA para el ejercicio de derechos de voto correspondiente al exceso sobre el 3 por ciento en el capital social de ENDESA, subordinado al cumplimiento de las siguientes condiciones:

1. LA CAIXA no podrá ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso sobre el 3 por ciento en el capital social de ENDESA respecto a los asuntos que afecten a la estrategia competitiva de la empresa en el sector hidrocarburos gaseosos, por lo que sólo podrá ejercerlos respecto al ámbito de materias que guardan relación con la proyección norma de los accionistas minoritarios para la defensa de sus intereses financieros como inversores de la sociedad, que se señalan en el punto siguiente.
2. De acuerdo con lo señalado en el punto anterior de este apartado, sólo podrán ejercerse los derechos de voto correspondientes al exceso sobre el 3 por ciento respecto a las siguientes materias: la aprobación de las cuentas anuales, el informe de gestión y la propuesta de aplicación del resultado.
3. Adicionalmente, LA CAIXA no podrá adoptar ningún pacto de participación recíproca en el capital o en los derechos de voto con otros accionistas de ENDESA.

4. Para el caso en que se reconocieran derechos de información con contenido diferente a los accionistas de ENDESA dependiendo de su cuota de participación social o de cualesquiera otras circunstancias, como accionista de ENDESA LA CAIXA sólo tendrá reconocido el derecho de información que corresponda a cualquier otro accionista con una cuota de participación en el capital social del 3 por ciento.
5. LA CAIXA no podrá celebrar con otros accionistas de ENDESA ningún acuerdo o pacto que tenga por objeto adoptar o bloquear la adopción de acuerdos sociales en la Junta.
6. LA CAIXA no podrá intercambiar información estratégica sobre REPSOL-YPF o GAS NATURAL con otros accionistas relevantes de ENDESA.

Tercero.- En caso de que LA CAIXA pretenda ejercer los derechos de voto en exceso sobre los correspondientes al 3 por ciento del capital social de ENDESA respecto a asuntos incluidos en el orden del día distintos a los referidos en el número 2 del apartado Segundo anterior, deberá solicitar autorización a esta Comisión en relación con el acuerdo concreto sobre el que pretenda votar, debiendo tener entrada dicha solicitud en el registro de la CNE con una antelación mínima de 12 días a la celebración de la correspondiente Junta General.

Cuarto.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7.4 del Real Decreto 1232/2001, de 23 de noviembre, el incumplimiento de las condiciones a las que se subordina la autorización implicará automáticamente la extinción de su eficacia, dando lugar cualquier ejercicio de derechos de voto a la eventual incoación del correspondiente procedimiento administrativo sancionador en los términos previstos en el artículo 34.6 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

Quinto.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8.2 del Real Decreto 1232/2001, de 23 de noviembre, LA CAIXA deberá comunicar a esta Comisión cualquier variación en los presupuestos de hecho que determinaron el otorgamiento de la autorización.

En caso de variación en los presupuestos determinantes del otorgamiento de una autorización, el ejercicio de derechos de voto no amparada por él, dará lugar a la incoación del correspondiente procedimiento administrativo sancionador en los términos previstos en el artículo 34.6 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

☞ Con fecha 17 de septiembre de 2001, ENDESA recibió, por su carácter de sociedad participada, copia del oficio enviado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) al CHASE MANHATTAN BANK, en el que se notifica a dicha entidad que se halla incurso en uno de los supuestos afectados por las limitaciones previstas en el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, debido a la posesión por la misma de participaciones accionariales en exceso sobre el 3 por ciento del capital social de más de un operador principal en el sector de electricidad (ENDESA, S.A., IBERDROLA, S.A. y UNIÓN FENOSA, S.A.), instándole por ello a que cumpla con las limitaciones que se establecen en dicho precepto.

VI.6. PARTICIPACIONES SIGNIFICATIVAS EN EL CAPITAL SOCIAL DE LA SOCIEDAD EMISORA

Conforme al Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo, sobre comunicación de participaciones significativas en sociedades cotizadas, la Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid, la Caja de Pensiones de Barcelona y The Chase Manhattan Bank, éste último actuando como persona interpuesta en su condición de custodio de acciones de clientes, han comunicado ser titulares, directa e indirectamente, de más de un 5% del capital social de la compañía.

Conforme a los registros de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), las participaciones significativas en el capital social de ENDESA son las siguientes:

SOCIEDAD	Nº ACCIONES	% SOBRE EL CAPITAL
Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid	53.043.481	5,010
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (1)	52.975.235	5,004
The Chase Manhattan Bank	67.708.659	6,395

(1) A través de Caixa Holding (52.775.235 acciones) y Caixa de Seguros de Vida (200.000 acciones).

Las acciones de ENDESA están admitidas a cotización en la Bolsa de Nueva York bajo la forma de ADR, con una equivalencia de una por una, y su número ascendía, a 31 de diciembre de 2001, a 47.920.738 títulos, siendo Citibank, N.A. la entidad financiera que mantiene la correspondencia de saldos o depósitos de los valores colocados en dicho mercado.

Las acciones de ENDESA están admitidas a cotización en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile.

VI.7. ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD EMISORA

De acuerdo con la comunicación facilitada por el SCLV el 4 de abril de 2002, el número de accionistas asciende a 1,031 millones aproximadamente.

VI.8. PRESTAMISTAS EN MAS DEL 20% DE LA DEUDA DE LA SOCIEDAD

No existe ninguna persona o entidad que sea prestamista de la sociedad, bajo cualquier forma jurídica y que participe en las deudas en más de un 20%, a la fecha de presentación del Folleto.

VI.9. CLIENTES O SUMINISTRADORES SIGNIFICATIVOS

No existe ningún cliente o suministrador cuyas operaciones de negocio con ENDESA sean significativas, es decir, supongan, al menos, un 25% de las ventas o compras totales de la Sociedad.

VI.10. AVALES

A 31 de diciembre de 2001 y 2000, el Grupo tenía prestados avales por 13.163 y 8.211 millones de euros respectivamente. De estos importes, prácticamente la totalidad, corresponde a garantías concedidas a empresas del Grupo para garantizar deudas recogidas en el pasivo del balance de situación consolidado, la mayor parte de las cuales se originan por las emisiones de valores negociables de International Endesa BV.

Al 31 de diciembre de 2001 el Grupo tiene contratadas operaciones de opciones y futuros de electricidad por un total de 20.953 GWh, existiendo una posición neta de 33 GWh.

VI.11. INTERESES EN LA ENTIDAD DEL AUDITOR DE CUENTAS

Durante el ejercicio 2001 el importe de los honorarios satisfechos a las distintas firmas de auditoría u otras de su Grupo en las empresas del Grupo ENDESA asciende a 6,60 millones de euros (5,49 millones de euros a Arthur Andersen), importe que incluye aquellos trabajos necesarios para dar conformidad a la información enviada a las autoridades correspondientes, en los supuestos de emisión de acciones, obligaciones, ofertas públicas de adquisición de acciones, proyectos de fusión, etc.

Los honorarios satisfechos a las mismas firmas por servicios profesionales de distinta naturaleza a los de auditoría ascienden a 1,13 millones de euros (0,88 millones de euros a Arthur Andersen).

CAPÍTULO VII

EVOLUCIÓN RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL EMISOR**VII.1. EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS NEGOCIOS DE LA SOCIEDAD EMISORA****VII.1.1. PRIMER TRIMESTRE DE 2002**

A continuación se presentan los estados económico-financieros consolidados de la sociedad a 31 de marzo de 2002 (cifras en millones de euros):

? Balance consolidado del Grupo ENDESA

	31-3-02	31-3-01	Variación (%)
ACTIVO			
Inmovilizado material e inmaterial	31.118	31.231	(0,4)
Inmovilizado financiero	7.619	6.098	24,9
Fondo de comercio de consolidación	6.233	4.909	27,0
Gtos. a distribuir en varios ejercicios	629	701	(10,3)
Activo circulante	6.983	6.468	8,0
TOTAL	52.582	49.407	6,4
PASIVO			
Fondos propios	9.237	9.020	2,4
Socios externos	4.361	4.280	1,9
Diferencia negativa de consolidación	29	23	26,1
Ingr. a distribuir en varios ejercicios	1.235	1.135	8,8
Provisiones para riesgos y gastos	4.533	5.602	(19,1)
Deudas a largo plazo	22.668	21.142	7,2
Deudas a corto plazo	10.519	8.205	28,2
TOTAL	52.582	49.407	6,4

? Cuenta de pérdidas y ganancias consolidada del Grupo ENDESA (acumulado a marzo)

	31-3-02	31-3-01	Variación (%)
Ingresos de explotación	4.448	3.670	21,2
Importe neto de la cifra de negocios	4.374	3.594	21,7
Trabajos para el inmovilizado	38	40	(5,0)
Otros ingresos de explotación	36	36	-
Gastos de explotación	3.601	2.724	32,2
Aprovisionamientos	2.528	1.728	46,3
Gastos de personal	317	331	(4,2)
Dot. amortizaciones del inmovilizado	447	443	0,9
Variación provisiones de tráfico	23	(45)	151,1
Otros gastos de explotación	286	267	7,1
Beneficio de explotación	847	946	(10,5)
Ingresos financieros	129	165	(21,8)
Gastos financieros	998	500	99,6
Resultados financieros	(869)	(335)	(159,4)
Participación soc.puestas equivalencia	(49)	(44)	(11,4)
Amortización fondo de comercio	(90)	(71)	(26,8)

Beneficio actividades ordinarias	(161)	496	(132,5)
Resultados extraordinarios	679	75	805,3
Rdo. consolidado antes impuestos	518	571	(9,3)
Impuesto sobre beneficios	65	111	(41,4)
Resultado consolidado del ejercicio	453	460	(1,5)
Resultado atribuido a la minoría (1)	(314)	76	(513,2)
Rdo. atribuido a la sociedad dominante	767	384	99,7

(1) En el año 2002 corresponde a la participación de los minoritarios, principalmente, en las diferencias de cambio negativas en Argentina.

? Estado de origen y aplicación de fondos Grupo ENDESA

	31-3-02	31-3-01	Variación (%)
ORIGEN DE FONDOS			
Recursos procedentes de las operaciones	730	970	(24,8)
Recursos obtenidos por enajenación de sociedades consolidadas	1.684	-	N/A
Enajenación de acciones de la sociedad dominante	-	37	N/A
Enajenación de inmovilizado	49	877	(94,4)
Cancelación o traspaso a corto de inmovilizado financiero	55	55	-
Subvenciones de capital	101	56	80,4
TOTAL ORIGENES	2.619	1.995	31,3
APLICACIÓN DE FONDOS			
Inmovilizado material e inmaterial	395	344	14,8
Inmovilizado financiero	381	252	51,2
Adquisición participaciones en sociedades consolidadas	127	7	1.714,3
Reducciones de capital y dividendos atribuidos a minoritarios	46	51	(9,8)
Variación neta de deuda	1.436	(546)	363,0
Provisiones para riesgos y gastos	101	332	(69,6)
Variación del capital circulante	133	1.555	(91,4)
TOTAL APLICACIONES	2.619	1.995	31,3

VII.1.1.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

El beneficio neto de ENDESA ascendió a 767 millones de euros en el primer trimestre de 2002 y el beneficio por acción se situó en 0,72 euros. Este resultado se ha visto influido por tres hechos muy significativos:

- ? La desinversión de la participación del 87,5% que ENDESA poseía en Viesgo a 31 de diciembre de 2001, que generó una plusvalía bruta de 1.066 millones de euros.
- ? La dotación de provisiones para cubrir riesgos de carácter extraordinario por un importe de 368 millones de euros, de los que 210 millones se destinan a cubrir posibles riesgos derivados de la situación económica de Argentina, en concreto, la posible evolución negativa en el cambio del peso y el riesgo asociado a los préstamos concedidos directamente por ENDESA a sus compañías participadas en ese país.
- ? La situación económica de Argentina y, en especial, la evolución del cambio de su moneda nacional tuvieron un efecto negativo de 160 millones de euros sobre los fondos propios en concepto de diferencias de conversión y de 75 millones de euros sobre el resultado neto después de impuestos y socios externos.

Desde el punto de vista operativo, la evolución del negocio eléctrico nacional se vio afectada en el primer trimestre de 2002 por el cambio que se produjo en las condiciones de hidraulicidad respecto de las que se registraron en el mismo período del ejercicio anterior, que se ha traducido en un incremento sustancial del coste de combustible.

El primer trimestre del año 2002 ha sido particularmente seco, mientras que, por el contrario, el de 2001 registró una hidraulicidad excepcionalmente elevada. Ello explica que la comparación entre ambos períodos dé lugar a una diferencia negativa muy acentuada entre los resultados de los tres primeros meses del presente ejercicio y los del mismo período del ejercicio anterior, diferencia que previsiblemente se irá reduciendo de manera sustancial a lo largo del año.

La evolución del negocio eléctrico nacional se vio afectada, además, por el déficit de ingresos del sistema, derivado de la insuficiencia de las tarifas para cubrir los costes reconocidos, que tuvo un impacto negativo de 179 millones de euros sobre el resultado operativo de ENDESA.

Por lo que se refiere al negocio eléctrico en Iberoamérica, el resultado de explotación de las compañías participadas de ENDESA descendió un 5,4% el primer trimestre de 2002 respecto del mismo período del año anterior. No obstante, si se excluye Argentina, el resultado de explotación registra un incremento del 7,7%, en línea con la favorable tendencia que viene reflejando desde que ENDESA accedió al control de esas sociedades.

Por último, cabe señalar que los costes de la deuda descendieron un 14,3% respecto del primer trimestre de 2001, lo que ha supuesto una reducción de costes de 63 millones de euros, y que el negocio eléctrico en Europa aportó 84 millones de euros al resultado de explotación consolidado de ENDESA del primer trimestre de 2002.

Variación del perímetro de consolidación

Los principales cambios en el perímetro de consolidación que se han producido en los tres primeros meses de 2002 han sido los siguientes:

- ? En enero de 2002, ENDESA vendió la participación del 87,5% que mantenía en Viesgo a 31 de diciembre de 2001. Como consecuencia de esta venta, Viesgo no ha sido consolidada en las cuentas de ENDESA del primer trimestre de 2002.
- ? En el primer trimestre de 2002, ENDESA Europa ha adquirido un 5,7% adicional en ENDESA Italia, situando así en un 51% su participación en esta sociedad. Por consiguiente, las cuentas de ENDESA del primer trimestre del presente ejercicio consolidan las de ENDESA Italia por integración global.
- ? La compañía chilena de telefonía móvil Smartcom ha pasado a consolidarse por puesta en equivalencia, al igual que el resto de las sociedades de telecomunicaciones en las que ENDESA participa, dado que tiene un efecto muy poco significativo sobre las magnitudes totales de ésta y que el Plan estratégico 2002-2006 de la Empresa considera que las inversiones en este sector no forman parte de su negocio principal. Con ello, se consigue una mayor uniformidad en la información financiera y se facilita su análisis.

A continuación, se exponen las principales magnitudes de la cuenta de resultados consolidada de ENDESA del primer trimestre de 2002 y su comparación con las del mismo período del ejercicio anterior (cifras en millones de euros):

	31-3-02	31-3-01	% Variación
Cifra de negocios	4.374	3.594	21,7
Cash-flow operativo	1.294	1.389	(6,8)
Resultado de explotación	847	946	(10,5)
Resultado neto	767	384	99,7

Resultado de explotación

La cifra de negocios de ENDESA ascendió a 4.374 millones de euros en el primer trimestre de 2002, con un aumento del 21,7% respecto del mismo período de 2001. El cash flow operativo se situó en 1.294 millones de euros, lo que supone un descenso del 6,8% en comparación con el del primer trimestre de 2001.

El resultado de explotación de los tres primeros meses de 2002 fue de 847 millones de euros, con una disminución del 10,5% en relación con el del mismo período del ejercicio anterior. A continuación, se refleja el desglose de la cifra de negocios, del cash flow operativo y del resultado de explotación entre los distintos mercados y sectores en los que ENDESA está presente:

	Negocio eléctrico							
	Nacional		Latinoamérica		Europa		Otros negocios	
	Millones euros	% s/total	Millones euros	% s/total	Millones euros	% s/total	Millones de euros	% s/total
Cifra de negocio	2.777	63,5	1.107	25,3	428	9,8	62	1,4
Cash flow operativo	690	53,3	479	37,0	113	8,8	12	0,9
Resultado de explotación	426	50,3	335	39,6	84	9,9	2	0,2

Negocio eléctrico nacional

El resultado de explotación del negocio eléctrico nacional ascendió a 426 millones de euros en el primer trimestre de 2002, lo que supone una disminución de 176 millones de euros en términos absolutos y del 29,2% en términos porcentuales en relación con el del mismo período del año anterior.

No obstante, conviene tener en cuenta dos circunstancias significativas:

- ? De los 176 millones de euros indicados, 46 millones corresponden al resultado de explotación obtenido por Viesgo en el primer trimestre de 2001.
- ? El resultado de explotación del primer trimestre de 2001 incluía 52 millones de euros correspondientes a una estimación de compensaciones a la generación extrapeninsular, adicionales a las recogidas con carácter provisional en el expediente de tarifas de ese mismo año, que finalmente no se cobraron en el citado ejercicio. Además, incorporaba 20 millones de euros de reliquidaciones.

Si se descuentan los efectos de estos dos factores, el resultado de explotación del negocio eléctrico nacional disminuye 58 millones de euros en el primer trimestre de 2002, lo que representa un descenso del 12,0% respecto del mismo período del año anterior.

Por otro lado, la producción de ENDESA se incrementó en el primer trimestre del ejercicio 2002 con respecto al mismo trimestre del año anterior debido al crecimiento de su cuota de mercado y de la demanda. Puesto que, como antes se ha señalado, el primer trimestre del presente ejercicio ha sido seco, mientras que el mismo período de 2001 registró una hidraulicidad inusualmente elevada, su producción tuvo un origen más térmico y menos hidráulico que en los tres primeros meses del pasado año, lo que ocasionó un incremento de los costes de combustible.

A su vez, el mayor coste de combustible dio lugar a un incremento del precio resultante del "pool". Este incremento del precio del "pool" hizo que la Empresa no tuviera ingresos por los CTC denominados tecnológicos, frente a los 138 millones percibidos por este concepto en el primer trimestre de 2001.

Además, debe señalarse que este incremento del precio del mercado mayorista no se ha reflejado en su integridad como mayores ingresos para ENDESA, porque el déficit de ingresos del sistema, derivado de la insuficiencia de la tarifa, ha afectado a la Compañía en un importe negativo de 179 millones de euros.

A continuación, se expone un análisis detallado de los factores que se acaban de mencionar.

Ingresos

La cifra de negocios del negocio eléctrico nacional se situó en 2.777 millones de euros en el primer trimestre de 2002, cantidad mayor en un 23,0% que la del primer trimestre del ejercicio anterior. A continuación, se refleja el desglose de este importe por partidas.

Para facilitar su análisis, en los datos de 2001 están separados los relativos a Viesgo, a la compensación adicional a la generación extrapeninsular y a las reliquidaciones:

	Millones de euros			
	31-3-02	31-3-01	Diferencia	% var.
Ventas	2.884	1.843	1.041	56,5
Déficit de tarifas	(179)	-	(179)	N/A
CTC	11	151	(140)	
Prestación de servicios	61	69	(8)	(11,6)
Viesgo	-	122	(122)	N/A
Estimación de la compensación adicional por los sobrecostos de los sistemas extrapeninsulares	-	52	(52)	N/A
Reliquidaciones	-	20	(20)	N/A
TOTAL	2.777	2.257	520	23,0

Ventas

Las ventas del primer trimestre de 2002 ascendieron a 2.884 millones de euros, con el siguiente desglose:

	Millones de euros			
	31-3-02	31-3-01	Diferencia	% var.
Generación peninsular	1.077	520	557	107,1
Distribución y transporte peninsular	1.199	769	430	55,9
Comercialización	288	283	5	1,8
"Trading"	27	28	(1)	-3,6
Sistemas extrapeninsulares*	209	195	14	7,2
Compensaciones extrapeninsulares	52	37	15	40,5
Otros	32	11	21	190,9
TOTAL	2.884	1.843	1.041	56,5

Por razones de transparencia y por las particularidades que presentan las actividades de producción y distribución de electricidad en los sistemas extrapeninsulares, se ofrecen sus datos de manera separada.

Generación

En los tres primeros meses de 2002, la demanda peninsular de electricidad creció un 3,7% respecto del mismo período de 2001. No obstante, la generación en régimen ordinario disminuyó un 0,2% como consecuencia del incremento del 4,6% en la producción en régimen especial y de las importaciones de electricidad. La cifra de ventas de generación peninsular de ENDESA se incrementó en un 107,1% debido a los siguientes factores:

- ? La producción eléctrica peninsular de ENDESA vendida en el mercado mayorista fue de 19.390 GWh en el primer trimestre de 2002, lo que supone un aumento del 15% respecto del mismo período del año anterior, una vez deducida la producción correspondiente a Viesgo. Ello representa una cuota de mercado en régimen ordinario del 43,0%.
- ? El precio del "pool" se situó en 5,2 céntimos de euro por kWh, con un incremento del 76% con respecto al del primer trimestre de 2001. Este fuerte incremento se debió fundamentalmente a que el precio del primer trimestre de 2001 fue excepcionalmente bajo por la elevada hidraulicidad del período. No obstante, como antes se ha señalado, este incremento no se trasladó completamente a los ingresos de las compañías a causa del déficit tarifario. En concreto, como

consecuencia de éste, ENDESA percibió únicamente 4,3 céntimos de euro por cada kWh vendido.

La estructura de la generación peninsular de ENDESA y del conjunto del sector en el primer trimestre de 2002 y 2001 fue la siguiente:

Estructura de la generación de electricidad peninsular de ENDESA y del conjunto del sector eléctrico español (en %)				
	ENDESA		Total del sector	
	1T 2002	1T 2001	1T 2002	1T 2001
Nuclear	36,4	37,6	32,1	33,0
Carbón	51,5	35,1	45,9	24,4
Hidráulica	6,8	25,1	10,1	40,5
Fuelóleo-gas	5,3	2,2	11,9	2,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

Distribución y transporte

La energía distribuida por ENDESA en el mercado peninsular ascendió a 18.321 GWh en el primer trimestre de 2002, con un incremento del 4,1% respecto del mismo período de 2001. Esta cifra supone una cuota del 38,4% de la distribución peninsular. La cifra de ventas de distribución y transporte en el mercado peninsular creció 430 millones de euros. De este importe, 411 millones de euros correspondieron al mayor coste de la energía adquirida para su venta, como consecuencia fundamentalmente del mayor precio del "pool". Este mayor coste afecta a los ingresos de distribución, ya que el precio que pagan las distribuidoras por la energía adquirida se incorpora a sus ingresos para obtener el margen regulado.

Una vez descontado este efecto, las ventas de distribución y transporte se incrementaron en 19 millones de euros en términos absolutos y en un 2,5% en términos porcentuales respecto del primer trimestre de 2001.

Comercialización

En los tres primeros meses del presente año, ENDESA vendió 5.424 GWh a clientes del mercado liberalizado, lo que supone una disminución del 6,1% respecto del mismo período de 2001. La disminución de la energía vendida fue resultado de una política de precios más conservadora, orientada a la mejora del margen, que dio lugar a un incremento del 8,4% en el precio de la misma e hizo posible un crecimiento del 1,8% en la cifra de ventas de esta actividad, situándola en 288 millones de euros.

Sistemas extrapeninsulares

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 2.673 GWh en el primer trimestre de 2002. La distribución se situó en 2.746 GWh, con un incremento del 5,9% respecto del mismo período del ejercicio anterior. La diferencia entre las cifras de producción y distribución se debió fundamentalmente a las compras de energía procedente de autogeneradores. Las ventas efectuadas en estos mercados ascendieron a 209 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 7,2% con respecto al primer trimestre de 2001.

Además, se ingresaron 52 millones de euros por compensaciones, lo que representa un incremento de 15 millones respecto de los ingresados en el primer trimestre de 2001. Esa cantidad representa sólo una parte del importe que ENDESA considera que debe percibir, en aplicación de la normativa actualmente vigente, como consecuencia del encarecimiento de los costes de combustibles en los sistemas extrapeninsulares registrado en los últimos años.

CTC y déficit de tarifas

Como antes se ha indicado, en el primer trimestre de 2002 los ingresos del sistema eléctrico derivados de la aplicación de las tarifas vigentes no fueron suficientes para hacer frente a la totalidad de los costes reconocidos del mismo, por lo que se produjo un déficit en la tarifa que, en el caso, de ENDESA,

supuso un impacto negativo de 179 millones de euros sobre el resultado de explotación. Este déficit se imputa a las empresas que tienen derecho a recuperar CTC, aumentando el importe máximo que han de percibir por este concepto en el futuro, pero no se refleja contablemente en forma de mayores ingresos en el período en el que se produce el déficit. A continuación, se muestran los datos relativos al déficit de la tarifa y a los ingresos por CTC del primer trimestre de 2002, así como su comparación con el mismo período del ejercicio anterior:

	Millones de euros		
	31-3-02	31-3-01	Variación
CTC tecnológicos	-	138	(138)
CTC carbón	11	13	(2)
Déficit de la tarifa	(179)	-	(179)
TOTAL	(168)	151	(319)

Costes de explotación

Seguidamente, se expone un detalle de los costes de explotación del negocio eléctrico nacional, separando en el año 2001 los correspondientes a Viesgo para facilitar el análisis del mismo:

	Millones de euros			
	31-3-02	31-3-01	Diferencia	% var.
Aprovisionamientos	1.785	1.078	707	65,6
Compras de energía	1.315	736	579	78,7
Consumos de combustible	390	264	126	47,7
Gastos de transporte de energía y otros externos	80	78	2	2,6
Amortizaciones	264	255	9	3,5
Provisiones	15	(45)	60	N/A
Personal y otros gastos de explotación	321	319	2	0,6
Viesgo	-	76	(76)	N/A
TOTAL	2.385	1.683	702	41,7

Aprovisionamientos

Los aprovisionamientos experimentaron un aumento de 707 millones de euros en valor absoluto y del 65,6% en términos porcentuales, con respecto al primer trimestre de 2001, como consecuencia fundamentalmente de los factores que se indican a continuación:

- ? Las compras de energía realizadas por las distribuidoras y la comercializadora de ENDESA para venta a clientes se incrementaron en 579 millones de euros, es decir, un 78,7% respecto de la cifra registrada en el primer trimestre de 2001. Este incremento fue debido al aumento del precio medio del mercado mayorista de generación.
- ? El coste de los combustibles creció 126 millones de euros como consecuencia de la mayor producción de origen térmico de los tres primeros meses de 2002 respecto del mismo período del año anterior.

Gastos de personal y otros gastos de explotación

A 31 de marzo de 2002, la plantilla del negocio eléctrico nacional de ENDESA era de 13.721 empleados, lo que supone una disminución de 1.295 personas respecto de la existente a 31 de diciembre de 2001. De esta disminución, 876 personas corresponden a la plantilla de Viesgo.

En el primer trimestre del presente ejercicio, los gastos de personal ascendieron a 211 millones de euros, la misma cifra registrada en el primer trimestre de 2001, una vez excluidos los gastos de personal de Viesgo.

El epígrafe "Otros gastos de explotación" se situó en 110 millones de euros, con un incremento de 2 millones, equivalentes a un 1,8%, con respecto al primer trimestre del ejercicio 2001.

En definitiva, la aplicación del plan de reducción de costes controlables que ENDESA tiene en marcha desde 1996 ha permitido mantenerlos en el primer trimestre de 2002 en niveles similares a los del mismo período de 2001 en términos nominales, lo que significa una reducción del 1,4% en términos reales.

El ahorro anualizado de costes del negocio eléctrico español en 2002 respecto de 1996 asciende a 452 millones de euros en términos nominales, lo que, en condiciones homogéneas, representa un 23% de los costes controlables de ese ejercicio, y a 665 millones de euros en términos reales, es decir, un 34% de los mismos.

Negocio eléctrico en Latinoamérica

El resultado de explotación del negocio eléctrico en Latinoamérica ascendió a 335 millones de euros en el primer trimestre de 2002, lo que supone una disminución del 5,4% respecto del mismo período del ejercicio anterior. Si se excluye Argentina, el resultado de explotación registra un incremento del 7,7%.

Entre el primer trimestre de 2002 y 2001, se han producido devaluaciones muy significativas en el cambio aplicado para la conversión a euros de las cuentas de resultados de las compañías participadas argentinas (48,9%), chilenas (9,7%) y brasileñas (11,0%) que han tenido efectos desfavorables sobre el resultado de explotación medido en esa moneda. Medido en las respectivas monedas locales, el resultado de explotación de las empresas que se consolidan se ha incrementado un 11,3%.

Al 29 de marzo de 2002 los tipos de cambio con el euro del peso argentino, peso chileno y real brasileño eran de 3,00; 656,3 y 2,324 respectivamente. Con fecha 21 de junio de 2002 los tipos de cambio con el euro del peso argentino, peso chileno y real brasileño son de 3,73; 698,5 y 2,829 respectivamente.

La evolución del cash flow operativo y del resultado de explotación del negocio eléctrico en Latinoamérica, desglosados por actividades, fue la siguiente:

	Millones de Euros					
	Cash Flow operativo			Resultado de explotación		
	2002	2001	% Var.	2002	2001	%Var.
Generación	240	230	4,3	170	155	9,7
Distribución y transporte	249	277	-10,1	178	204	-12,7
Otros	(10)	5	N/A	-13	-5	N/A
TOTAL	479	511	-6,2	335	354	-5,4

El cuadro siguiente recoge el cash flow operativo y los resultados de explotación de los negocios de generación y distribución en el primer trimestre de 2002 y su comparación con el mismo período de 2001, desglosados de acuerdo con los distintos países en los que ENDESA desarrolla su actividad a través de empresas consolidadas por integración global:

	Millones de Euros					
	Cash flow operativo			Resultado de explotación		
	31-3-02	31-3-01	% Var.	31-3-02	31-3-01	% Var.
Generación						
Chile	98	68	44,1	73	39	87,2
Colombia	54	64	-15,6	37	50	-26,0
Brasil	17	19	-10,5	14	16	-12,5
Perú	43	34	26,5	32	26	23,1
TOTAL Generación sin Argentina	212	184	15,2	156	131	19,1
Argentina	28	45	-37,8	14	24	-41,7
TOTAL Generación	240	230	4,3	170	155	9,7
Distribución y Transporte						
Chile	50	51	-2,0	44	44	-

Colombia	38	30	26,7	16	11	45,5
Brasil	97	92	5,4	76	74	2,7
Perú	22	24	-8,3	14	17	-17,6
TOTAL Distribución sin Argentina	207	196	5,6	150	146	2,7
Argentina	42	80	-47,5	28	58	-51,7
TOTAL Distribución y transporte	249	277	-10,1	178	204	-12,7

Como se puede apreciar, si se excluyen los datos de Argentina, el resultado de explotación crece un 19,1% en generación y un 2,7% en distribución y transporte. Estos resultados han sido posibles gracias a las mejoras de eficiencia que se están alcanzando en las compañías iberoamericanas participadas por ENDESA como consecuencia de la aplicación del Plan Génesis. Cabe destacar el incremento en un 87,2% del resultado de explotación de la generación en Chile y del 23,1% en Perú, frente a la reducción del 26% en Colombia, 12,5% en Brasil y 41,7% en Argentina. En distribución, el aumento del 45,5% en Colombia y del 2,7% en Brasil, se compensa parcialmente con la reducción del 17,6% en Perú y del 51,7% en Argentina.

Se detallan a continuación los datos físicos de las actividades de generación y distribución del primer trimestre de 2002 de las empresas participadas por ENDESA y su comparación con los del mismo período del año anterior.

	Generación (GWh)		Distribución (GWh)	
	1T 2002	% var. s/1T 2001	1T 2002	% var. s/1T 2001
Chile	4.137	7,4	2.358	3,7
Colombia	2.676	14,8	2.183	2,7
Argentina	2.804	1,5	3.087	-10,3
Brasil	481	-42,2	2.996	-17,0
Perú	1.142	-3,5	949	3,2
TOTAL	11.240	2,5	11.573	-6,5

El descenso de la cifra de distribución de Brasil, medida en volumen de energía, se debe a las restricciones de suministro aplicadas en el país como consecuencia de la sequía. Esta circunstancia no da lugar a un descenso en el cash flow operativo y en el resultado de explotación de ese negocio, como consecuencia de las compensaciones a las empresas distribuidoras acordadas por la autoridad reguladora del país. El descenso de la cifra de distribución de Argentina, medida en volumen de energía, se debe a la menor demanda eléctrica como consecuencia de la crisis y se traduce en un menor cash-flow operativo y resultado de explotación.

Negocio eléctrico en Europa

El resultado de explotación del negocio eléctrico en países europeos distintos de España está integrado prácticamente en su totalidad por el correspondiente a la actividad de ENDESA Italia. En el primer trimestre de 2002, la producción eléctrica de ENDESA en Europa fue de 4.718 GWh, con un importe neto de la cifra de negocio de 428 millones de euros.

En ese período, ENDESA Italia continuó desarrollando las mejoras de eficiencia previstas en su plan de negocios. Así, por ejemplo, la plantilla de ENDESA Europa a 31 de marzo de 2002, que ascendía a 1.342 personas, incluía 1.286 pertenecientes a ENDESA Italia, 294 menos que las existentes en el momento de la adquisición de esta sociedad, cuyo coste estaba provisionado en el balance inicial de ENDESA Italia.

El cash flow operativo generado en el primer trimestre de 2002 ascendió a 113 millones de euros, lo que le permitió alcanzar un resultado de explotación de 84 millones. Ambas cifras se hallan en línea con el plan de negocios.

Resultados financieros

Los resultados financieros de ENDESA registraron un importe negativo de 869 millones de euros en el primer trimestre de 2002, con el siguiente desglose:

	Millones de euros			% var.
	1T 2002	1T 2001	Diferencia	
Ingresos financieros	129	165	(36)	(21,8)
Ingresos financieros	63	64	(1)	(1,6)
Diferencias positivas de cambio	48	54	(6)	(11,1)
Corrección monetaria	18	47	(29)	(61,7)
Gastos financieros	998	500	498	99,6
Gastos financieros	376	439	(63)	(14,4)
Variación provisiones inversiones financieras	1	(11)	12	109,1
Diferencias negativas de cambio	621	72	549	762,5
Total resultado financiero	(869)	(335)	(534)	(159,4)

Gastos financieros

La situación del endeudamiento financiero neto de ENDESA al término del primer trimestre de 2002 se vio influida por los siguientes factores:

- ? Los movimientos de fondos realizados durante ese período como consecuencia fundamentalmente de la venta de Viesgo, que dieron lugar a una reducción de deuda de 1.436 millones de euros, tal y como se explica en el epígrafe "Recursos generados e inversiones".
- ? Los cambios en el perímetro de consolidación, que supusieron, por un lado, la incorporación de 1.330 millones de euros correspondientes a la deuda que ENDESA Italia mantenía a 31 de diciembre de 2001 y, por otro, la reducción de 152 millones de euros derivados de la deuda que las sociedades que han dejado de consolidarse, principalmente Viesgo, tenían en esa misma fecha.
- ? Las variaciones en el tipo de cambio respecto del euro de las monedas en las que las empresas consolidadas mantienen endeudamiento, que generaron un incremento de 145 millones de euros en la deuda contabilizada.

Como consecuencia de estos factores, el endeudamiento financiero neto de ENDESA a 31 de marzo de 2002 se situó en 24.894 millones de euros, cantidad inferior en 113 millones de euros a la existente al 31 de diciembre de 2001.

Cabe destacar que el apalancamiento ha experimentado una mejora significativa: el ratio de deuda sobre fondos propios más socios externos ha disminuido en 18,3 puntos, pasando de un 201,4% al cierre de 2001, a un 183,1% al término del primer trimestre de 2002.

Por otro lado, el coste medio de la deuda ha sido del 5,2% en el primer trimestre de 2002, frente al 6,3% del mismo período del año anterior. Este descenso ha permitido reducir los gastos financieros en 63 millones de euros, lo que supone un 14,3% sobre los registrados en el primer trimestre de 2001.

La asignación de la deuda y su coste medio por negocios en el primer trimestre del ejercicio 2002 fueron los que se señalan a continuación (cifras en millones de euros):

	Deuda a 31-3-02	% sobre Total	Coste medio 1T 2002
Negocio eléctrico nacional	9.945	40	4,40%
Negocio eléctrico Latinoamérica	11.488	46	6,25%
Negocio eléctrico Europa	1.506	6	3,82%
Otros negocios	1.955	8	3,96%
TOTAL	24.894	100	5,21%

Al 31 de marzo de 2001, el endeudamiento financiero neto de ENDESA ascendía a 23.019 millones de euros, de los que 11.502 millones de euros correspondían al negocio eléctrico en Latinoamérica. El coste medio del endeudamiento en esa fecha era igual a un 6,33%, de los que 4,98% correspondían al Grupo ENDESA España y 7,60% al Grupo Enersis.

Diferencias de cambio

Las diferencias de cambio netas registradas en el primer trimestre de 2002 supusieron una pérdida de 573 millones de euros. La variación más significativa en el cambio con respecto al dólar y al euro de las monedas de los países en los que ENDESA opera fue la del peso argentino, que pasó de la paridad de 1 peso - 1 dólar a 31 de diciembre de 2001, a 2,97 pesos por dólar a 31 de marzo de 2002, lo que supone una devaluación del 66,3%. Dado que ENDESA cerró las cuentas del ejercicio 2001 aplicando un cambio de 1,7 pesos por dólar, el efecto en el primer trimestre de 2002 corresponde a una devaluación del 42,8%.

La devaluación en relación con el dólar tiene un impacto negativo sobre los estados financieros en monedas locales de las compañías participadas por ENDESA en los países citados, ya que aumenta el importe de la deuda en dólares y genera una diferencia negativa de cambio en la cuenta de resultados; por otra parte, la devaluación respecto del euro repercute sobre los estados financieros consolidados de ENDESA, al reducirse el valor de los fondos propios de las compañías participadas medidos en euros.

En el primer trimestre de 2002, la devaluación del peso argentino tuvo un impacto negativo, por los factores anteriormente citados, de 160 millones de euros sobre el epígrafe "Diferencias de conversión" de los fondos propios de ENDESA, de 542 millones de euros sobre el epígrafe "Diferencias de cambio" de la cuenta de resultados y de 75 millones de euros sobre el resultado neto después de socios externos.

En estos momentos no existe en Argentina, como sucede en otros países iberoamericanos, una normativa que regule la aplicación de una corrección monetaria como consecuencia del efecto de la inflación sobre los balances de las compañías, con su correspondiente impacto sobre la cuenta de resultados, que minoraría el efecto de las diferencias de cambio. En consecuencia, siguiendo los criterios contables españoles, las cuentas consolidadas de ENDESA a 31 de marzo de 2002 no recogen ninguna corrección por este concepto.

No obstante, dada la elevada tasa de inflación que se está registrando en el país, es posible que esa normativa sea establecida en el curso del ejercicio. En tal caso, ENDESA consideraría la oportunidad de aplicar esa corrección con efectos de 1 de enero de 2002.

Puesta en equivalencia

El resultado de las sociedades puestas en equivalencia a 31 de marzo de 2002 atribuible a ENDESA fue negativo por importe de 49 millones de euros. Las principales partidas que incluye este epígrafe corresponden a las participaciones en telecomunicaciones.

El "holding" de telecomunicaciones AUNA registró un resultado negativo de 56 millones de euros que incorporan, además de los resultados ordinarios del grupo, determinadas provisiones. No obstante, a 31 de marzo de 2002, obtuvo un cash flow operativo (EBITDA) positivo de 137 millones de euros y su principal filial, Amena, alcanzó un beneficio neto de 17 millones de euros, con más de 5,5 millones de clientes y una cuota de mercado del 18%.

A su vez, la operadora chilena de telefonía móvil Smartcom tuvo un resultado negativo de 19 millones de euros, si bien alcanzó la cifra de 653.000 clientes a 31 de marzo de 2002, duplicando los que poseía en la misma fecha de 2001 y consiguiendo una cuota de mercado del 13%.

Resultado de las actividades ordinarias

Al 31 de marzo de 2002 el resultado de las actividades ordinarias asciende a 161 millones de euros, negativos, frente a 496 millones de euros positivos del primer trimestre del año 2001.

Dicho resultado se distribuye como sigue: 292 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 415 millones de euros negativos correspondientes al negocio eléctrico en Latinoamérica, 54

millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 92 millones de euros negativos correspondientes a otros negocios.

Cabe señalar que, del resultado negativo correspondiente al negocio eléctrico en Latinoamérica, una parte del mismo corresponde a socios minoritarios (336 millones de euros).

Resultados extraordinarios

Los resultados extraordinarios de ENDESA se situaron en 679 millones de euros en el primer trimestre de 2002.

Las principales partidas que componen este saldo son las siguientes:

- La plusvalía de 1.066 millones de euros derivada de la venta del 87,5% de Viesgo.
- La dotación de una provisión adicional de 210 millones de euros para cubrir riesgos relacionados con la situación económica de Argentina, en concreto, la posible evolución negativa en el cambio del peso y el riesgo por los préstamos concedidos directamente desde ENDESA a las compañías participadas en ese país.
- Las dotaciones de provisiones para riesgos vinculados al negocio eléctrico en España, que ascendieron a 158 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos del primer trimestre de 2002 asciende a 518 millones de euros, frente a 571 millones de euros del primer trimestre del año 2001. Dicho resultado se distribuye como sigue: 1.159 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 597 millones de euros negativos correspondientes al negocio eléctrico en Latinoamérica, 54 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 98 millones de euros negativos correspondientes a otros negocios.

Impuesto sobre beneficios

El impuesto sobre beneficios del primer trimestre de 2002 asciende a 65 millones de euros, frente a 111 millones de euros del primer trimestre del año 2001.

Dicho impuesto se distribuye como sigue: 156 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 78 millones de euros positivos correspondientes al negocio eléctrico en Latinoamérica, 19 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 32 millones de euros positivos correspondientes a otros negocios.

Resultado después de impuestos

El resultado después de impuestos del primer trimestre de 2002 asciende a 453 millones de euros, frente a 460 millones de euros del primer trimestre del año 2001.

Dicho resultado se distribuye como sigue: 1.003 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 519 millones de euros negativos correspondientes al negocio eléctrico en Latinoamérica, 35 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 66 millones de euros negativos correspondientes a otros negocios.

Resultado atribuido a la minoría

El resultado atribuido a la minoría en el primer trimestre de 2002 asciende a 314 millones de euros positivos, frente a 76 millones de euros negativos del primer trimestre del año 2001.

Dicho resultado se distribuye como sigue: 1 millón de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 336 millones de euros positivos correspondientes al negocio eléctrico en Latinoamérica, 19

millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 2 millones de euros correspondientes a otros negocios.

Resultado neto

El resultado neto del primer trimestre de 2002 asciende a 767 millones de euros, frente a 384 millones de euros del primer trimestre del año 2001. Dicho resultado se distribuye como sigue: 1.002 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico nacional, 183 millones de euros negativos correspondientes al negocio eléctrico en Latinoamérica, 16 millones de euros correspondientes al negocio eléctrico en Europa, y 68 millones de euros negativos correspondientes a otros negocios.

Información por líneas de negocio

A continuación, se muestran los principales parámetros de la cuenta de resultados y balance de situación de ENDESA en el primer trimestre de 2002 por líneas de negocio:

	Millones de euros			
	Cifra de Negocios	Resultado de explotación	Resultado neto	Inmovilizado material
Generación	1.202	436	1.077	8.230
Distribución	1.503	165	187	6.424
Comercialización	304	13	6	33
Latinoamérica	1.107	335	(183)	12.583
Europa	428	84	16	2.266
Otros negocios	62	2	(68)	507
Servicios	23	3	3	50
Estructura Corporativa	(125)	(187)	(271)	110
Ajustes	(130)	(4)	-	343
TOTAL	4.374	847	767	30.546

A continuación, se muestran los principales parámetros de la cuenta de resultados y balance de situación de ENDESA en el primer trimestre de 2001 por líneas de negocio:

	Millones de euros			
	Cifra de Negocios	Resultado de explotación	Resultado neto	Inmovilizado material
Generación	850	257	134	8.693
Distribución	1.144	179	74	6.649
Comercialización	286	(12)	(10)	20
Internacional	1.256	355	176	14.151
Otros negocios	80	(3)	(47)	633
Servicios	49	6	2	101
Estructura Corporativa	220	165	-	84
Ajustes	(291)	-	-	419
TOTAL	3.594	946	384	30.750

Recursos generados e inversiones

Los recursos generados en el primer trimestre del presente ejercicio fueron de 730 millones de euros y permitieron hacer frente a las inversiones materiales, por importe de 389 millones de euros, y al pago del dividendo a cuenta realizado el 2 de enero de 2002, por importe de 276 millones de euros.

Además, se obtuvieron fondos por desinversiones, fundamentalmente como resultado de la venta de Viesgo, por 1.788 millones de euros y se realizaron inversiones financieras por 508 millones de euros y pagos de provisiones, principalmente por pensiones y expedientes de regulación de empleo, por 101 millones de euros.

Estos movimientos, junto con la variación del fondo de maniobra, produjeron una reducción de deuda de 1.436 millones de euros. El desglose de las inversiones totales fue el siguiente:

	Millones de euros
Materiales	389
Inmateriales	6
Financieras	381
Adquisición de participaciones en sociedades consolidadas	127
Total inversiones	903

La adquisición de participaciones en sociedades consolidadas corresponde en su totalidad a la compra de un 5,7% adicional en ENDESA Italia, antes mencionada.

Entre las inversiones financieras, destacan las ampliaciones de capital suscritas en AUNA y Smartcom por 196 y 57 millones de euros, respectivamente.

El desglose de las inversiones materiales por líneas de negocio fue el siguiente:

	Millones de euros				
	Negocio eléctrico				Total
	España	Latinoamérica	Europa	Otros negocios	
Generación	21	60	63	-	144
Distribución	92	136*	-	-	228
Otros	5	5	1	6	17
TOTAL	118	201	64	6	389

* Incluye la inversión realizada en la construcción de la segunda línea de interconexión Brasil-Argentina.

Cabe destacar el importe de las inversiones en instalaciones de distribución en España, que se situaron en 92 millones de euros, es decir, el 78% de la inversión material realizada en el conjunto del negocio eléctrico español.

VII.1.2. PRIMER TRIMESTRE DE 2002

A continuación se presentan los estados económico-financieros de ENDESA, S.A. a 31 de marzo de 2002 (cifras en millones de euros):

? Balance de ENDESA, S.A.

	31-3-02	31-3-01	Variación (%)
ACTIVO			
Inmovilizado	23.647	20.773	14
Gtos. a distribuir en varios ejercicios	819	1.051	(22)
Activo circulante	1.510	1.603	(6)
TOTAL	25.976	23.427	11
PASIVO			
Fondos propios	8.563	8.581	-
Ingresos a distrib.var.ejercicios	1	-	(100)
Provisiones para riesgos y gastos	451	387	17
Deudas a largo plazo	12.956	10.528	23
Deudas a corto plazo	4.006	3.931	2
TOTAL	25.976	23.427	11

? Cuenta de pérdidas y ganancias de ENDESA, S.A. (acumulado a marzo)

	31-3-02	31-3-01	Variación (%)
Ingresos de explotación	(118)	189	(162)
Importe neto de la cifra de negocios	(124)	187	(166)
Otros ingresos de explotación	6	2	200
Gastos de explotación	72	63	14
Aprovisionamientos	27	18	50
Gastos de personal	21	13	62
Dot. Amortizaciones del inmovilizado	11	17	(35)
Otros gastos de explotación	13	15	(13)
Beneficio de explotación	(190)	126	(251)
Ingresos financieros	701	154	355
Gastos financieros	174	183	(5)
Resultados financieros	527	(29)	(1.917)
Beneficio actividades ordinarias	337	97	247
Resultados extraordinarios	(410)	134	(462)
Rdo. Antes impuestos	(73)	231	(132)
Impuesto sobre beneficios	(270)	76	(455)
Rdo. Después de impuestos	197	155	27

Ingresos y gastos de explotación

Los ingresos del sistema eléctrico español en el primer trimestre de 2002 fijados a través de la tarifa eléctrica, han sido insuficientes para cubrir la totalidad de los costes reconocidos; lo que produce un déficit que se imputa a las empresas con derecho a percibir retribución fija por costes de transición a la competencia. El déficit de tarifa de ENDESA se ha registrado, tanto en las cuentas consolidadas como en las individuales, como un menor ingreso de explotación. En el caso de las cuentas individuales de ENDESA, S.A., al superar el importe del déficit de tarifa al importe del resto de los ingresos de explotación, la cifra de negocio resulta negativa.

Los ingresos de explotación son negativos en -118 millones de pesetas, fundamentalmente por el déficit de tarifa del ejercicio 2002 de -178 millones de euros, facturación de costes de estructura a las empresas del Grupo ENDESA por 27 millones de euros y por las ventas de energía en operaciones de trading por 27 millones de euros.

Los gastos de explotación ascienden a 72 millones de euros por las compras de energía en operaciones de trading de 27 millones de euros, gastos de personal por 21 millones de euros, amortizaciones de los gastos de transición a la competencia por 9 millones de euros y otros gastos de explotación por 15 millones de euros.

Resultado de explotación

Como consecuencia del déficit de tarifa, el resultado de explotación del primer trimestre de 2002 asciende a 190 millones de euros negativos, frente a 126 millones de euros positivos del primer trimestre de 2001.

Ingresos y gastos financieros

Los ingresos financieros son 701 millones de euros, siendo su partidas más importantes los dividendos a cuenta del ejercicio 2002 de ENDESA Generación y ENDESA Distribución devengados a marzo por 698 millones de euros. Los gastos financieros alcanzan la cifra de 174 millones de euros. Destacan los gastos financieros de la financiación obtenida de International ENDESA BV por 32 millones de euros, por la financiación de ENDESA Financiación Filiales por 71 millones de euros, y otros gastos financieros con terceros por 61 millones de euros. Las diferencias negativas de cambio son de 10 millones de euros.

Resultado de las actividades ordinarias

Al 31 de marzo de 2002 el resultado de las actividades ordinarias asciende a 337 millones de euros frente a 97 millones de euros en el primer trimestre de 2001.

Ingresos y gastos extraordinarios

Los ingresos extraordinarios de este período son de 10 millones de euros y provienen principalmente de la repercusión a ENDESA Generación del déficit de tarifa del 2002 por 6 millones de euros y cuota fiscal de Unelco I incorporada a ENDESA como matriz del grupo fiscal de 2 millones de euros.

Los gastos extraordinarios alcanzan un importe de 420 millones de euros, principalmente por variación de provisiones de cartera del ejercicio 2002 de 311 millones de euros, el efecto de la liquidación 14/2001 de la Comisión Nacional de la Energía por 47 millones de euros, la provisión por ajuste del saldo de los gastos de transición a la competencia del ejercicio 2002 por 32 millones de euros, y por el ajuste del ejercicio 2001 de 29 millones de euros.

Resultado antes de impuestos

El resultado antes de impuestos en el primer trimestre de 2002 asciende a 73 millones de euros negativos, frente a 231 millones de euros positivos en el primer trimestre de 2001.

Impuesto sobre beneficios

El impuesto sobre beneficios del primer trimestre de 2002 es igual a 270 millones de euros positivos, frente a 76 millones de euros negativos en el primer trimestre de 2001.

Resultado neto

El resultado neto de ENDESA, S.A. a 31 de marzo de 2002 ha sido de 197 millones de euros. El beneficio neto por acción asciende a 0,19 euros por acción.

VII.1.2. OTROS HECHOS RELATIVOS AL PRIMER TRIMESTRE DE 2002

Durante el primer trimestre del año en curso han acontecido los siguientes hechos significativos:

- Cobro del 87,5% del precio derivado de la venta de Viesgo a la empresa italiana ENEL por un importe igual a 1.684 millones de euros generándose una plusvalía bruta igual a 1.066 millones de euros.
- La empresa Proyectos Eólicos Valencianos, S.A., participada mayoritariamente por ENDESA a través de su filial ENDESA Cogeneración y Renovables (EcyR), ha resultado adjudicataria de 500 MW eólicos en el concurso realizado por la Generalitat Valenciana.
- ENDESA, a través de sus filiales ENDESA Internacional y Enersis, aportarán al sistema eléctrico brasileño 310 MW de nueva potencia con la construcción de la Central Térmica de Ciclo Combinado de Fortaleza con una inversión total estimada igual a 210 millones de dólares.
- La Comisión Europea ha autorizado a ENDESA y al grupo portugués SONAE para la creación de una empresa mixta participada al 50% por ambas compañías, con el objetivo de comercializar electricidad y servicios a los clientes portugueses del mercado libre de energía eléctrica.
- ENDESA ha llegado a un acuerdo con el Santander Central Hispano (SCH) por el cual ha adquirido un 5,7% de la participación del banco en ENDESA ITALIA, con lo que ha obtenido una participación mayoritaria en el capital social de esta sociedad. El importe de la operación descrita ha ascendido a 127 millones de euros.

- ENDESA Cogeneración y Renovables, filial de ENDESA, ha recibido la autorización administrativa de la Consejería de Industria de Castilla-La Mancha para la construcción de seis nuevos parques eólicos en esa Comunidad Autónoma, que contarán con una potencia total de 230,4 MW.
- ENDESA ha procedido a la integración de sus compañías distribuidoras en España, modificando la denominación de ENDESA Distribución por ENDESA Red que, a su vez, agrupa a dos sociedades: ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. y ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.
- ENDESA ha alcanzado un acuerdo con Aguas de Barcelona para la venta de su participación en Interagua, Emasagra, Agua Vega Sierra Elvira y Gestión de Aguas de Aragón.
- ENDESA ha firmado un acuerdo marco de colaboración con la Comisión Federal de Electricidad de Méjico.

VII.2 PERSPECTIVAS

Se hace constar expresamente que determinados aspectos de este apartado se refieren a hechos o circunstancias futuras (“expectativas de futuro”) a estimaciones o perspectivas, que por estar basadas, en determinados casos en modelos estadísticos y asunciones, están sujetas a incertidumbres y variaciones por lo que no se puede asegurar que el desarrollo futuro coincida con lo declarado o esperado.

A lo largo de los últimos años, ENDESA ha basado su estrategia en la consolidación y mejora de la rentabilidad de sus actividades eléctricas, en un exigente contexto marcado por los importantes cambios experimentados por el sector eléctrico a escala nacional e internacional, como consecuencia de los procesos de liberalización, de las reducciones de precios, que ha obligado a optimizar las estrategias de inversión.

Como resultado, la Empresa ha llevado a cabo un importante proceso de expansión internacional, con vocación de constituirse en operador energético a largo plazo en los mercados de Iberoamérica y en el arco mediterráneo europeo, donde en 2001 adquirió participaciones en Italia y Francia.

Esta posición a escala nacional e internacional, que le ha permitido alcanzar lo que la Empresa considera una adecuada dimensión, proporciona una base sólida sobre la cual asentar el desarrollo de su estrategia para el período 2002-2006, y cuyo objetivo es centrarse en la creación de valor y el negocio base. Los cuatro pilares sobre los que se sustenta es esta estrategia son:

- ? Aumentar la rentabilidad de sus negocios.
- ? Aprovechar el fuerte crecimiento orgánico de los mercados en los que está presente.
- ? Realizar una gestión activa de su cartera de inversiones.
- ? Fortalecer la estructura financiera de la Empresa.

Rentabilidad de los negocios

Mercado energético español

En el mercado energético español, ENDESA se propone reforzar su actual posición competitiva, renovando y ampliando la potencia instalada que posee en el sistema eléctrico español continuando sus planes de reducción de costes y mejora de la eficiencia y aprovechando las oportunidades para la venta cruzada de servicios e incrementando sustancialmente su presencia en el mercado del gas.

En el mercado español de gas natural el objetivo de la Empresa es alcanzar una cuota del 15% en el mercado liberalizado de gas en 2006, lo que, unido al abastecimiento destinado a sus propias centrales eléctricas, que representará un consumo anual de unos 4 bcm, situará su posición en el conjunto del

mercado español en un 22%. En la actualidad Endesa tiene una cuota del 6% en el mercado liberalizado de gas.

Además, ENDESA se plantea seguir siendo en ese ejercicio el segundo distribuidor de gas del mercado residencial ibérico, posición que ya posee en la actualidad, pues cuenta con un total de 427.000 clientes entre España y Portugal.

Para conseguir estos objetivos, la Empresa tiene definida una estrategia de abastecimiento mediante la diversificación de las fuentes de abastecimiento y el establecimiento de contratos favorables y flexibles a largo plazo apalancados en su elevado poder de compra en España y Europa. En este sentido, los acuerdos ya suscritos le garantizan prácticamente la cobertura de sus necesidades previstas hasta el año 2005.

Mercado eléctrico europeo

En Europa, Endesa se concentrará en consolidar su base actual de negocio, alcanzar los planes de negocios de sus filiales, beneficiarse del crecimiento orgánico y del repowering de las centrales adquiridas y desarrollar su actividad de comercialización y gestión de la energía.

Tras las participaciones adquiridas en Italia y Francia, ENDESA ha alcanzado el objetivo de capacidad que se había planteado en el negocio de generación en Europa y su prioridad para los próximos años es la consolidación de estas Compañías y la creación de valor a partir de las inversiones estratégicas realizadas.

En los próximos años, ENDESA se propone incrementar en un 8,4% la potencia instalada de su participada en Italia, situándola en 6.200 MW en 2006, y en un 67% su generación anual de electricidad, para alcanzar los 30.000 GWh en ese mismo año. Para ello, entre los años 2003 y 2006, se pondrá en marcha un proceso de transformación de las actuales centrales de fuel-gas de ENDESA Italia, que suman 3.600 MW, en centrales de ciclo combinado.

Por lo que se refiere a la evolución de los costes operativos y de los ratios de productividad, el objetivo para el año 2006 es reducir los costes de operación y mantenimiento hasta 5,3 euros/MWh e incrementar la producción por empleado hasta 27 GWh en 2006.

En Francia, a través de la participación en SNET, el objetivo es extraer valor de los activos alcanzando los niveles de eficiencia de Endesa, mediante la reducción de las plantillas, renegociando los contratos de suministro de carbón y maximizando el rendimiento de las plantas. Adicionalmente, se establecerá un joint venture entre ENDESA y Snet para venta de electricidad a clientes elegibles y se estudiará el desarrollo de nuevos proyectos de generación.

Endesa tiene un acuerdo con CdF para hacerse con la mayoría del capital de SNET en un período de dos años.

En Portugal, donde ENDESA cuenta con una participación del 35% en la generadora Tejo Energía, y realiza actividades de comercialización de electricidad y distribución de gas natural. Los objetivos en este mercado son, por un lado, extraer valor de los activos actuales mediante el incremento del nivel de disponibilidad, la reestructuración de la deuda y el incremento del margen; y, por otro, potenciar las actividades de "trading" de energía, la comercialización de electricidad a clientes elegibles, especialmente sobre la base del joint venture establecido con Sonae, la distribución de gas y la evaluación de posibles proyectos en generación.

Mercado eléctrico iberoamericano

En Iberoamérica, el objetivo central de la estrategia de ENDESA para el período 2002-2006 es consolidar su posición competitiva como el primer operador privado verticalmente integrado en Argentina, Chile, Colombia, Perú y con una presencia significativa en Brasil, aprovechando el fuerte crecimiento orgánico previsto en la región y continuar con el proceso de reducción de costes a través de la implantación de

mejoras en sus compañías participadas bajo el programa denominado Proyecto Génesis, así como mantener una política proactiva en la gestión de la regulación que le permitan reducir el riesgo país

Telecomunicaciones y otros negocios

La estrategia de ENDESA en lo que se refiere a otros negocios, y en especial a las participaciones que tiene en telecomunicaciones (AUNA y Smartcom) es extraer valor a medio plazo. Así sólo se mantendrán aquellos servicios o nuevas tecnologías que añadan valor al negocio principal del Grupo.

Hasta el momento en que las condiciones de mercado o el propio negocio de las compañías no recomienden poner en valor dichas participaciones en telecomunicaciones, la estrategia de ENDESA será mantener su apoyo a los proyectos, permitiendo el desarrollo de sus actividades.

Gestión activa de la cartera de inversiones

A lo largo de los últimos 5 años, Endesa ha llevado a cabo un proceso de reestructuración de su cartera de activos no estratégicos que ha supuesto unas desinversiones de 5.700 millones de euros. Continuando con dicha estrategia, es intención de la Empresa gestionar activamente la cartera de inversiones, poniendo en valor activos no estratégicos en los que tiene incorporadas importantes plusvalías latentes.

En este sentido, ENDESA prevé desinvertir en este tipo de activos por importe entre 5.000 y 6.000 millones de euros en el período 2002-2006. Esta cifra incluye la venta de Viesgo materializada en enero de 2002.

Expansión basada en el crecimiento orgánico

Inversiones de ENDESA en el período 2002-2006: 13.000 millones de euros

Para alcanzar los objetivos hasta ahora expuestos, ENDESA tiene previsto invertir cerca de 13.000 millones de euros a lo largo del período 2002-2006. De esta cantidad total, unos 6.100 millones de euros se destinarán a mantenimiento y reposición de los activos ya existentes y unos 6.900 millones de euros al crecimiento orgánico de sus negocios.

Para ello, destinará al crecimiento orgánico en el negocio eléctrico español una inversión de 2.900 millones de euros en el período 2002-2006, lo que supone un incremento del 11,5% sobre la que se contemplaba en el anterior plan de inversión presentado a los mercados.

La Empresa desarrollará en España nueve centrales de ciclo combinado y otra que podría ser de carbón importado en el período 2002-2006 con una potencia total de 3.865 MW. Además, dedicará unos 3.300 millones de euros a inversiones de mantenimiento y reposición de activos ya existentes.

En definitiva, las posiciones adquiridas en Europa proporcionan a ENDESA una adecuada base de creación de valor. En el período 2002-2006, las inversiones de ENDESA en el crecimiento orgánico de su negocio eléctrico en Europa ascenderán a 2.100 millones de euros, de los que la mayor parte estará materializada en el "repowering" de las centrales de fuel-gas de ENDESA Italia; y en la compra de participaciones adicionales en esta empresa y en SNET. Además, destinará más de 300 millones de euros a inversiones de mantenimiento y reposición de activos.

ENDESA invertirá en el período 2002-2006 un total de 900 millones de euros en crecimiento orgánico en los mercados iberoamericanos en los que está presente y cerca de otros 2.100 millones de euros en mantenimiento y reposición de activos.

Las inversiones en crecimiento orgánico se distribuirán de la siguiente manera:

? 2.900 millones de euros en el negocio eléctrico español.

- ? 2.100 millones de euros en el negocio eléctrico del resto de Europa.
- ? 900 millones de euros en el negocio eléctrico de Iberoamérica.
- ? 500 millones de euros en telecomunicaciones.
- ? 500 millones de euros en otros negocios.

Reforzar la estructura financiera de la compañía

Contando con el Plan de inversiones expuesto y el programa de desinversiones antes detallado, una de las prioridades estratégicas que recoge el Plan Estratégico 2002-2006 de ENDESA, es reforzar la estructura financiera, reduciendo el nivel de apalancamiento y mejorando la cobertura de intereses con el objetivo de dotar de mayor flexibilidad financiera al Grupo.

VII.3 POLÍTICA DE DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS, DOTACIÓN A LA AMORTIZACIÓN, AMPLIACIONES DE CAPITAL, EMISIÓN DE OBLIGACIONES Y ENDEUDAMIENTO GENERAL A MEDIO Y LARGO PLAZO.

A) Política de distribución de resultados

Como en los últimos ejercicios, ENDESA espera pagar un dividendo a cuenta y otro complementario en cada año fiscal. El dividendo a cuenta se pagará, generalmente, después de que el Consejo de Administración lo haya aprobado, en el primer día hábil del mes de enero del ejercicio fiscal siguiente.

El dividendo complementario se pagará después de que los accionistas hayan aprobado las Cuentas Anuales y el Informe de Gestión en la Junta General de Accionistas, que se celebrará en la primera mitad del año siguiente al año fiscal al que haga referencia y normalmente se pagarán el primer día hábil del mes de julio.

Aunque la sociedad espera pagar dividendo todos los años, el mismo dependerá del beneficio obtenido, de las condiciones financieras y de otros factores.

En el año 2001, ENDESA mantuvo la tasa de reparto de beneficios en el 48,9%, incrementando el dividendo por acción en un 5% sobre el año 2000.

B) Política de dotación a la amortización, de ampliaciones de capital, y de emisión de obligaciones y endeudamiento general a medio y largo plazo

ENDESA, previsiblemente, continuará manteniendo los mismos criterios de amortización, ampliación de capital y emisión de deuda que han seguido en los últimos ejercicios, dependiendo en cada caso, de las circunstancias y situación de los mercados financieros.

Madrid, de julio de 2002

Por ENDESA, S.A.

Fdo: D. José Luis Palomo Álvarez

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL			
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.			
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL		
0144	A.E. CIUTAT SANITARIA VALL D'HEBRON, A.I.E.						6,25		6,25		6,25	6,25	
	ADMINISTRADORA PROYECTO ATACAMA, S.A.									50,00		50,00	19,48
0037	AGRUPACIÓN ACEFHAT, A.I.E.			20,00								20,00	20,00
0429	AGRUPACIÓN DE GRANOLLERS, S.A.						50,00		50,00			50,00	50,00
0058	AGRUPACIÓN INTERNACIONAL DE SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.A.						60,00	40,00	100,00			100,00	100,00
0477	AGRUPACIÓN RUBÍ, S.A.						55,00	0,00	55,00			55,00	55,00
0518	AGUAS DE HERRERA, S.L.						100,00		100,00			100,00	100,00
0509	AGUAS DE LA JANDA, S.L.						100,00		100,00			100,00	100,00
	AGUAS SANTIAGO PONIENTE, S.A.									55,00		55,00	35,73
0510	AGUAS VEGA SIERRA ELVIRA, S.A.						15,00		15,00			15,00	15,00
	ALABE-MOINSA, U.T.E.						20,00		20,00			20,00	20,00
0003	ALLARLUZ, S.A.						12,99		12,99			12,99	12,99
0506	ALMUSSAFES SERVICIOS ENERGÉTICOS, S.L.						100,00		100,00			100,00	100,00
0456	AMSTERDAM POWER EXCHANGE - APX	10,00										10,00	10,00
0474	ANDALUZA DE COGENERACIÓN, S.A.						49,97		49,97			49,97	49,97
0495	ANDORRA DESARROLLO, S.A.			100,00								100,00	100,00
	ANDORRANA DE CAJAS DE CARTÓN ONDULADO, S.A.			10,00								10,00	10,00
	ANDORRANA DE CARTÓN ONDULADO, S.A.			10,00								10,00	10,00
0131	ANERIQA, A.I.E.						10,00		10,00			10,00	10,00
0133	ANOIA D' ENERGÍA, S.A.						45,00		45,00			45,00	45,00
0364	ANTREL, A.I.E.							50,00	50,00			50,00	50,00
0557	APAMEA 2000, S.L.	100,00										100,00	100,00
0419	AQUICULTURA BALEAR, S.A.						33,33		33,33			33,33	33,33
0099	ARAGONESA DE ACTIVIDADES ENERGÉTICAS, S.A.			99,96			0,04		0,04			100,00	100,00
0422	ARAGÓN DE CABLE, S.A.												28,19
0059	ARCH COAL INC.			3,11								3,11	3,11
0002	ARIDOS Y HORMIGONES LIGEROS, S.A.			43,53								43,53	43,53
0135	ASANE, A.I.E.						10,00		10,00			10,00	10,00
0136	ASANEFI, A.I.E.						42,50		42,50			42,50	42,50
0325	ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE PILAS DE COMBUSTIBLE, A.I.E.			25,00								25,00	25,00
0005	ASOCIACIÓN NUCLEAR ASCÓ-VANDELLÓS II, A.I.E.			85,41								85,41	85,41
	ATACAMA FINANCE CO.									50,00		50,00	19,48
	AUNA CABLE, S.A.												28,19
0292	AUNA OPERADORES DE TELECOMUNICACIONES, S.A.						27,63		27,63			27,63	28,19
	AUTOPISTA DEL SOL, S.A.									100,00		100,00	23,40
	AUTOPISTA LOS LIBERTADORES, S.A.									99,95		99,95	22,74
0262	BARRAS ELÉCTRICAS GALAICO-ASTURIANAS, S.A.			54,92								54,92	48,06
0559	BARRAS ELÉCTRICAS GENERACIÓN, S.L.			100,00								100,00	48,06
0327	BIOAISE							95,00	95,00			95,00	95,00
0490	CABLE CITC, U.T.E.						40,00		40,00			40,00	40,00
0279	CABLE I TELEVISIÓ DE CATALUNYA, S.A.												28,19
0411	CABLETELCA, S.A.												28,19
0445	CALIZAS ELYCAR, S.L.						25,00		25,00			25,00	25,00
	CAM BRASIL MULTISERVICIOS LTDA.									99,99		99,99	64,95
	CAM CHILE LTDA. (EX DIPREL)									100,00		100,00	64,97
	CAMPOS RECURSOS ENERGÉTICOS							95,00	95,00			95,00	48,93
0338	CAPITAL ENERGÍA, S.A.									100,00		100,00	66,02
0167	CARBOEX INTERNATIONAL LTD.			100,00								100,00	100,00
0007	CARBOEX, S.A.			100,00								100,00	100,00
0141	CARBONES DE BERGA, S.A.			100,00								100,00	100,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL	
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL
0275	CARBOPEGO ABASTECIMIENTOS E COMBUSTIVEIS, S.A.									33,34	33,34
	CASTRIL, U.T.E.					33,33			33,33		33,33
0038	CATALANA D'INICIATIVES C.R., S.A.					0,94			0,94		0,94
	CENTRAIS ELÉCTRICAS CACHOEIRA DOURADA, S.A.								99,51		36,01
	CENTRAL COSTANERA, S.A.								51,93		20,23
	CENTRAL DOCK SUD, S.A.								69,76		39,86
2012	CENTRAL GERADORA TERMELÉTRICA FORTALEZA, S.A.								100,00		82,90
0229	CENTRAL HIDROELÉCTRICA CASILLAS, S.A.						49,00		49,00		49,00
	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA, S.A. E.S.P.								85,62		33,36
0207	CENTRAL HIDROELÉCTRICA GÚEJAR SIERRA, S.A.						33,30		33,30		33,30
0211	CENTRAL NUCLEAR ALMARAZ, A.I.E.			36,02							36,02
0301	CENTRAL NUCLEAR TRILLO, A.I.E.			2,00							1,00
0010	CENTRAL TÉRMICA DE ANLLARES, A.I.E.			33,33							33,33
	CENTRALES NUCLEARES ALMARAZ-TRILLO, A.I.E.			23,67							23,67
	CENTRE MONTMELÓ, U.T.E.					33,33			33,33		33,33
	CERJ OVERSEAS INC.								100,00		58,99
	CHILECTRA DE ARGENTINA, S.A.								99,99		63,82
	CHILECTRA INTERNACIONAL								100,00		63,82
0507	CHILECTRA, S.A.								98,24		63,82
	CHISPA UNO INTERNACIONAL, S.A.								100,00		99,85
0145	COBANE, A.I.E.						10,00		10,00		10,00
0421	COGENSA, S.A., ESP								48,48		44,98
0147	COGENERACIO DEL PLA, S.A.						15,00		15,00		15,00
0149	COGENERACIO J. VILASECA, A.I.E						25,00	15,00	40,00		40,00
0366	COGENERACIÓN AYMEREL, A.I.E.							50,00	50,00		50,00
0472	COGENERACIÓN DE ANDÚJAR, S.A.						60,00		60,00		60,00
0358	COGENERACIÓN DEL TER, S.L.							69,00	69,00		69,00
0101	COGENERACIÓN EL SALTO, S.L.						20,00		20,00		20,00
0383	COGENERACIÓN HOSTALRICH, A.I.E.							33,00	33,00		33,00
0493	COGENERACIÓN LIPSA, S.L.						20,00		20,00		20,00
0368	COGENERACIÓN TENEREL-MOLLET, A.I.E.							50,00	50,00		50,00
0391	COGENERACIÓN TOLOSANA, A.I.E.							25,00	25,00		25,00
0151	COGENERACIÓN UFIC, S.A.						27,50		27,50		27,50
0381	COLASEM, A.I.E.							35,00	35,00		35,00
0152	COLOMER DE COGENERACIO, A.I.E.						27,50		27,50		27,50
0517	COMERCIALIZADORA ENERGÍA MERCOSUR, S.A.								100,00		72,53
0277	COMPANHIA DE ELECTRICIDADE DO RIO DE JANEIRO, S.A.								79,95		58,99
0414	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ, S.A.								58,86		45,17
	COMPANHIA TÉRMICA DO BEATO							65,00	65,00		33,48
	COMPANHIA TÉRMICA DO SERRADO							51,00	51,00		26,27
	COMPANHIA TÉRMICA HECTARE							55,00	55,00		28,33
	COMPANHIA TÉRMICA LUSITANE							95,00	95,00		48,93
	COMPANHIA TÉRMICA LUSOL							95,00	95,00		48,93
	COMPANHIA TÉRMICA MUNDO TEXTIL							51,00	51,00		26,27
	COMPANHIA TÉRMICA OLIVEIRA FERREIRA							95,00	95,00		48,93
	COMPANHIA TÉRMICA PONTE DA PEDRA							50,00	50,00		25,75
	COMPANHIA TÉRMICA RIBEIRA VELHA							51,00	51,00		26,27
	COMPANHIA TÉRMICA SAO JORGE DO SELHO							90,00	90,00		46,35
	COMPANHIA TÉRMICA TAGOL, LTDA.							65,00	65,00		33,48
	COMPANHIA AMERICANA DE MULTISERVICIOS DE ARGENTINA, S.A.								99,90		64,90

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL ECONOM.		
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	CONTROL	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA				TOTAL
	COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS DEL PERÚ, S.A.									100,00	100,00	64,96
	COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS LTDA. (CAM COLOMB)									99,99	99,99	64,95
	COMPAÑÍA AMERICANA DE MULTISERVICIOS, UNO LTDA.									99,99	99,99	64,96
0415	COMPAÑÍA DE INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA, S.A.									99,99	99,99	72,53
0307	COMPAÑÍA DE INVERSIONES CHISPA UNO, S.A.									99,85	99,85	99,85
0516	COMPAÑÍA DE TRANSMISIÓN DEL MERCOSUR, S.A.									100,00	100,00	72,53
	COMPAÑÍA ELÉCTRICA CONO SUR, S.A.									100,00	100,00	38,97
	COMPAÑÍA ELÉCTRICA DEL RÍO MAIPO, S.A.									98,74	98,74	64,15
	COMPAÑÍA ELÉCTRICA SAN ISIDRO, S.A.									50,00	50,00	29,23
	COMPAÑÍA ELÉCTRICA TARAPACÁ, S.A.									100,00	100,00	38,97
0102	COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.						35,63		35,63		35,63	35,63
0424	COMPAÑÍA OPERADORA DEL MERCADO ESPAÑOL DE LA ELECTRICIDAD, S.A.	5,71									5,71	5,71
0278	COMPAÑÍA PERUANA DE ELECTRICIDAD, S.A.									100,00	100,00	81,55
0432	COMPAÑÍA SEVILLANA DE ELECTRICIDAD, S.A.U.			100,00							100,00	100,00
0484	COMPAÑÍA TRANSPORTISTA DE GAS CANARIAS, S.A.					64,00			64,00		64,00	64,00
0369	CONFIREL, A.I.E.							50,00	50,00		50,00	50,00
0276	CONSORCIO ENERGÉTICO PUNTA CANA-MACAO, S.A.									40,00	40,00	40,00
	CONSORCIO INGENDESA-MINMETAL LTDA.									50,00	50,00	19,02
	CONSTRUCCIONES Y PROYECTOS LOS MAITENES, S.A.									55,00	55,00	35,73
	CONSTRUCTORA EL GOBERNADOR LTDA.									100,00	100,00	64,96
0214	CONUBEN, S.L.						30,00		30,00		30,00	30,00
0375	CORELCAT, A.I.E.							45,00	45,00		45,00	45,00
0480	COREYSA COGENERACIÓN, S.A.						65,00		65,00		65,00	65,00
0215	CORPORACIÓN EMPRESARIAL EXTREMEÑA, S.A.	2,53									2,53	2,53
0265	CORPORACIÓN EÓLICA DE ZARAGOZA, S.L.						25,00		25,00		25,00	25,00
0387	COVITREL, A.I.E.							30,00	30,00		30,00	30,00
0501	DESALADORA DE CARBONERAS, U.T.E.						75,00		75,00		75,00	75,00
0216	DESALADORA DE LA COSTA DEL SOL, S.A.						50,00		50,00		50,00	50,00
0562	DESALANT, S.A.	20,00					30,00		30,00		50,00	50,00
0103	DESALINIZADORA ARICA LTDA.						50,00		50,00		50,00	50,00
0324	DESARROLLO TECNOLÓGICO NUCLEAR, S.L.		45,32								45,32	46,32
	DIPREL BRASIL LTDA.									100,00	100,00	63,83
0104	DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE GAS EXTREMADURA, S.A.						30,00		30,00		30,00	30,00
0326	DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DEL PUERTO DE LA CRUZ, S.A.						100,00		100,00		100,00	100,00
0335	DISTRIBUIDORA REGIONAL DE GAS, S.A.						45,00		45,00		45,00	45,00
	DISTRILEC INVERSORA, S.A.									51,50	51,50	32,96
0520	ECOENERGÍA DE CAN MATA, A.I.E.							25,00	25,00		25,00	25,00
0174	ECOSENDA AMBIENTAL, S.L.						100,00		100,00		100,00	100,00
	EDEGEL, S.A.									63,56	63,56	14,77
0015	ELCOGAS, S.A.		37,93								37,93	37,93
0446	ELECTRA DE VIESGO I, S.A.		100,00								100,00	87,50
0566	ELECTRA DE VIESGO, S.L.		68,07	19,43							87,50	87,50
0219	ELECTRICIDAD DE PUERTO REAL, S.A.			50,00							50,00	50,00
0356	ELECTRO MARIOLA, A.I.E.							99,00	99,00		99,00	99,00
	ELECTROGAS, S.A.									0,02	0,02	16,56
0157	ELECTROMETALÚRGICA DEL EBRO, S.A.						8,60		8,60		8,60	8,60
0282	ELESUR, S.A.	0,01								99,99	100,00	100,00
0569	ELETTROGEN, S.P.A.											45,33
0512	ELÉCTRICA DE JAFRE, S.A.						47,46		47,46		47,46	47,46
0561	ELÉCTRICA DE LA FRANJA, S.L.			100,00							100,00	100,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL	
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL
0217	ELÉCTRICA DE LIJAR, S.L.					50,00			50,00	50,00	50,00
0452	ELÉCTRICAS REUNIDAS DE ZARAGOZA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.			100,00						100,00	100,00
0218	EMASAGRA					12,25			12,25	12,25	12,25
0304	EMASAGRA, U.T.E.					25,00			25,00	25,00	25,00
0283	EMGESA, S.A. E.S.P.									48,48	36,26
0017	EMPRESA CARBONÍFERA DEL SUR, S.A.		100,00							100,00	100,00
	EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LIMA NORTE, S.A.								60,00	60,00	39,26
	EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, S.A.								11,00	11,00	8,25
5008	EMPRESA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA VENTANILLA, S.A.								60,00	60,00	43,50
	EMPRESA DE INGENIERÍA INGENDESA, S.A.								97,64	97,64	38,05
0420	EMPRESA DISTRIBUIDORA SUR, S.A.								99,44	99,44	48,51
0079	EMPRESA ELÉCTRICA CABO BLANCO, S.A.								80,00	80,00	80,00
	EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA, S.A.								100,00	100,00	63,82
	EMPRESA ELÉCTRICA DE PANAMÁ, S.A.								100,00	100,00	64,75
5007	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA, S.A.								60,00	60,00	48,00
	EMPRESA ELÉCTRICA PANGUE, S.A.								92,48	92,48	36,04
	EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE, S.A.								93,66	93,66	36,50
0080	EMPRESA MIXTA DE AGUAS DE LAS PALMAS, S.A.					33,00			33,00	33,00	33,00
0508	EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S.A.								59,98	59,98	38,97
0582	EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED, S.A.								14,29	14,29	14,29
0405	EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGÍA, S.A.						30,00		30,00	30,00	30,00
	ENAGAS, S.A.										29,40
	ENDESA ARGENTINA, S.A.								99,99	99,99	38,96
	ENDESA BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA.								100,00	100,00	38,96
	ENDESA CHILE INTERNACIONAL								100,00	100,00	38,97
0550	ENDESA CICLOS COMBINADOS, S.L.		100,00							100,00	100,00
0051	ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES, S.A.					100,00			100,00	100,00	100,00
	ENDESA DE COLOMBIA, S.A.									100,00	38,97
0551	ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.			100,00						100,00	100,00
0494	ENDESA DISTRIBUCIÓN, S.A.	100,00								100,00	100,00
0348	ENDESA DIVERSIFICACIÓN, S.A.	100,00								100,00	100,00
0552	ENDESA ENERGÍA XXI, S.L.	100,00								100,00	100,00
0349	ENDESA ENERGÍA, S.L.	100,00								100,00	100,00
0549	ENDESA EUROPA, S.L.	100,00								100,00	100,00
0547	ENDESA FINANCIACIÓN FILIALES, S.A.	100,00								100,00	100,00
0571	ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.					100,00			100,00	100,00	100,00
0112	ENDESA GAS, S.A.U.					100,00			100,00	100,00	100,00
0488	ENDESA GENERACIÓN, S.A.	100,00								100,00	100,00
0575	ENDESA HOLDING ITALIA, S.R.L.	45,33								45,33	45,33
0542	ENDESA INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIONES I, S.L.					100,00			100,00	100,00	100,00
0515	ENDESA INTERNACIONAL ENERGÍA LTDA.									100,00	100,00
0347	ENDESA INTERNACIONAL, S.A.	100,00								100,00	100,00
	ENDESA INVERSIONES GENERALES, S.A.									100,00	38,96
0576	ENDESA ITALIA, S.R.L.										45,33
0522	ENDESA MARKETPLACE, S.A.	63,00							15,00	78,00	72,75
0539	ENDESA NET FACTORY, S.L.	100,00								100,00	100,00
0570	ENDESA NORTH AMÉRICA, INC.	100,00								100,00	100,00
0556	ENDESA OPERACIONES Y SERVICIOS COMERCIALES, S.L.			100,00						100,00	100,00
0543	ENDESA POWER TRADING LTD.	100,00								100,00	100,00
0439	ENDESA SERVICIOS, S.L.	100,00								100,00	100,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL	
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL
0066	ENDESA TELECOMUNICACIONES, S.A.					100,00			100,00	100,00	100,00
0572	ENDESA TRADING, B.V.	100,00								100,00	100,00
0526	ENDESA TRADING, S.A.	100,00								100,00	100,00
0540	ENDESA WEB HOGAR, S.A.	100,00								100,00	100,00
0412	ENEMANSA						52,00		52,00	52,00	52,00
	ENERCOR-PRODUÇÃO DE ENERGÍA							70,00	70,00	70,00	36,05
0158	ENERGETICA DE ROSSELLO, A.I.E.						27,00		27,00	27,00	27,00
	ENERGEX CO.									50,00	19,48
0560	ENERGÉTICA MATARÓ, S.A.						85,00		85,00	85,00	85,00
0479	ENERGÍA DE LA LOMA, S.A.						40,00		40,00	40,00	40,00
0081	ENERGÍAS ALTERNATIVAS DEL SUR, S.L.						50,00		50,00	50,00	50,00
1101	ENERGÍAS ARGENTINAS, S.A.						50,00		50,00	50,00	50,00
0537	ENERGÍAS DE ARAGÓN I, S.L.		100,00							100,00	100,00
0538	ENERGÍAS DE ARAGÓN II, S.L.		100,00							100,00	100,00
0360	ENERGÍAS DE GRAUS, S.L.							62,22	62,22	62,22	62,22
	ENERGÍAS RENOVABLES - METALÚRGICA TORRENT, U.T.E.						20,00		20,00	20,00	20,00
0019	ENERGÍAS RENOVABLES LEONESAS, S.A.						50,00		50,00	50,00	50,00
	ENERSIS DE ARGENTINA, S.A.									100,00	64,97
	ENERSIS ENERGÍA DE COLOMBIA, S.A.									100,00	64,97
	ENERSIS INTERNACIONAL									100,00	64,97
0306	ENERSIS, S.A.									65,00	64,97
0426	ERCA CINCO VILLAS-1, S.L.						40,00		40,00	40,00	40,00
0114	ERCASA COGENERACIÓN, S.A.						50,00		50,00	50,00	50,00
0483	ERCETESA, S.A.						35,00		35,00	35,00	35,00
0527	ERECO SAN MATEO, S.L.						27,00		27,00	27,00	27,00
0528	ERECOSALZ, S.L.						33,00		33,00	33,00	33,00
	ERESMAS INTERACTIVA, S.A.										28,00
0159	ERFEI, A.I.E.						25,00	17,00	42,00	42,00	42,00
0416	ERSA-COLLARADA, A.I.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
	ESTELMAR HOLDING, S.A.									100,00	63,82
0428	EUROHUECO COGENERACIÓN, A.I.E.						30,00		30,00	30,00	30,00
0342	EUSKALTEL, S.A.						10,00		10,00	10,00	10,91
	EUTILIA, N.V.	9,81									9,81
0504	EXPLORACIONES EÓLICAS DE ALDEHUELAS, S.L.						50,00		50,00	50,00	50,00
0529	EXPLORACIONES EÓLICAS DE ESCUCHA, S.A.						76,00		76,00	76,00	76,00
0444	EÓLICA DEL MONCAYO, S.A.						42,00		42,00	42,00	42,00
0113	EÓLICA VALLE DEL EBRO, S.A.						45,50		45,50	45,50	45,50
0082	EÓLICAS DE AGAETE, S.L.						80,00		80,00	80,00	80,00
0399	EÓLICAS DE CANARIAS, S.L.						8,00	8,00	16,00	16,00	16,00
0086	EÓLICAS DE FUENCALIENTE, S.A.						55,00		55,00	55,00	55,00
0087	EÓLICAS DE FUERTEVENTURA, A.I.E.						40,00		40,00	40,00	40,00
0083	EÓLICAS DE LANZAROTE, S.L.						40,00		40,00	40,00	40,00
0084	EÓLICAS DE TENERIFE, A.I.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0085	EÓLICAS DE TIRAJANA, A.I.E.						60,00		60,00	60,00	60,00
0532	FERMICAISE, S.A.							99,99	99,99	99,99	99,99
0389	FIBRAREL, A.I.E.							36,55	36,55	36,55	36,55
0403	FIBREL, A.I.E.							10,00	10,00	10,00	10,00
0162	FOIXTERM, A.I.E.						49,00		49,00	49,00	49,00
0163	FORANETO, S.L.						25,00		25,00	25,00	25,00
0378	FOREL, S.L.							40,00	40,00	40,00	40,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL	
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL
0222	FORSEAN, S.L.						30,00		30,00	30,00	30,00
0430	FUERZAS ELÉCTRICAS DE CATALUÑA, S.A.U.			100,00						100,00	100,00
0475	FUTUROS DE CÍTRICOS Y MERCADERÍAS DE VALENCIA, S.A.	1,77								1,77	1,77
0165	GAROFEICA, S.A.						27,00		27,00	27,00	27,00
0107	GAS ALICANTE, S.A.U.					100,00			100,00	100,00	100,00
0117	GAS ARAGÓN, S.A.					60,67			60,67	60,67	60,67
0450	GAS Y ELECTRICIDAD DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.U.			100,00						100,00	100,00
0451	GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.U.		100,00							100,00	100,00
0090	GASIFICADORA REGIONAL CANARIA, S.A.					65,00			65,00	65,00	65,00
	GASODUCTO ATACAMA COMPAÑÍA LTDA.								50,00	50,00	19,48
	GASODUCTO CUENCA NOROESTE LTDA.								50,00	50,00	19,48
	GASODUCTO TALTAL LTDA.										19,48
0091	GENERALIMA, S.A.								72,50	72,50	72,50
	GENERANDES PERÚ, S.A.								59,63	59,63	23,24
0065	GESA GAS, S.A.U.					100,00			100,00	100,00	100,00
0119	GESTIÓN DE AGUAS DE ARAGÓN, S.A.					40,00			40,00	40,00	40,00
0404	GESTIÓN DE AGUAS DEL NORTE, S.A.					55,00			55,00	55,00	55,00
	GESTIÓN DEL AEROPUERTO DE BURGOS, S.A.		1,76							1,76	0,88
	GRANOLLERS TRACTAMENT TERMIC EFICIENT, S.A.										40,00
0476	GREEN FLAG, S.L.					100,00			100,00	100,00	100,00
0534	GRESAISE, S.A.							99,99	99,99	99,99	99,99
0403	GROBEREL A.I.E.							12,00	12,00	12,00	12,00
0384	HIDRICAS DE VISEU, S.A.							65,00	65,00	65,00	49,48
0380	HIDROBEIRA LIMITADA, S.L.							35,71	35,71	35,71	35,71
0352	HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA, S.L.					100,00			100,00	100,00	100,00
0044	HIDROELÉCTRICA DE L'EMPORDA, S.L.			100,00						100,00	100,00
0409	HIDROELÉCTRICA DEL PIEDRA, S.L.						25,00		25,00	25,00	25,00
0169	HIDROELÉCTRICA DEL SANTA MAGDALENA, S.A.						100,00		100,00	100,00	100,00
0035	HIDROELÉCTRICA DEL SERRADO, S.L.							50,00	50,00	50,00	50,00
	HIDROELÉCTRICA EL CHOCÓN, S.A.								65,19	65,19	18,49
0530	HIDROESCORON, S.L.						30,00		30,00	30,00	30,00
	HIDROINVEST, S.A.									69,93	27,25
	HIDROREL, U.T.E.							50,00	50,00	50,00	50,00
0168	HISANE, A.I.E.						10,00		10,00	10,00	10,00
0047	HISPANO-FRANCESA DE ENERGÍA NUCLEAR, S.A.		52,00							52,00	52,00
	HISPASAT, S.A.										5,24
0401	IBERIA APROVECHAMIENTOS EÓLICOS, S.A.						50,00		50,00	50,00	50,00
	IDAE-OPEL, U.T.E.						10,00		10,00	10,00	10,00
	INECSA DOS MIL, S.A.									97,32	22,75
	INFRAESTRUCTURA 2000, S.A.								60,00	60,00	23,38
	INGENDESA DO BRASIL LTDA.								100,00	100,00	38,06
	INMOBILIARIA CENTRO NUEVO LTDA.								99,93	99,93	60,09
	INMOBILIARIA MANSO DE VELASCO, S.A.								99,99	99,99	64,96
	INMOBILIARIA Y CONSTRUCTORA EDIFICIO SANTIAGO 2000 LTDA.								92,50	92,50	60,09
0120	INQUEVAP, A.I.E.						25,00		25,00	25,00	25,00
0230	INSTITUTO DE LA CALIDAD, S.A.				46,73					46,73	46,73
0022	INTERBOLSA, S.A.	20,00								20,00	20,00
0021	INTERNACIONAL ENDESA B.V.	100,00								100,00	100,00
	INTEROCEAN DEVELOPMENT INC.								100,00	100,00	64,97
0535	INTEVER						50,00		50,00	50,00	50,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL	
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL
	INVERANDES, S.A.								100,00	100,00	38,97
0328	INVERSIONES CESA, S.L.								100,00	100,00	100,00
0329	INVERSIONES COLOMBIA, S.L.								100,00	100,00	100,00
0014	INVERSIONES DISTRILIMA, S.A.	3,05							81,95	85,00	65,44
	INVERSIONES ELECTROGAS, S.A.								42,50	42,50	16,56
	INVERSIONES ELÉCTRICAS QUILLOTA, S.A.								50,00	50,00	19,48
	INVERSIONES ENDESA NORTE, S.A.								99,99	99,99	38,96
0410	INVERSORA ELÉCTRICA DEL PACÍFICO	49,90								49,90	49,90
0049	INVESTIGACIONES Y PROSPECCIONES GEOTÉRMICAS, S.A.	19,47								19,47	19,47
0413	INVESTLUZ, S.A.								99,97	99,97	75,81
0492	IPRODESA, U.T.E.						90,00		90,00	90,00	90,00
0533	ITALAISE, S.A.							99,99	99,99	99,99	99,99
0121	KROMSCHROEDER, S.A.					27,93			27,93	27,93	27,93
0232	KW TARIFA						7,30		7,30	7,30	7,30
	LAJAS INVERSORA, S.A.								100,00	100,00	36,19
0069	LIGNITOS, S.A.					100,00			100,00	100,00	100,00
	LUZ ANDES LTDA.								100,00	100,00	63,82
0340	LUZ DE BOGOTÁ, LTDA.								100,00	100,00	84,01
	LUZ DE PANAMÁ INC.								100,00	100,00	75,81
	LUZ DE RÍO LTDA.								100,00	100,00	64,75
0286	LYONNAISE DES EAUX DE CASABLANCA								18,00	18,00	18,00
	MADE - ISOLUX, U.T.E. (AMENA)					50,00			50,00	50,00	50,00
	MADE - ISOLUX, U.T.E. (ERICSSON)					50,00			50,00	50,00	50,00
	MADE - ISOLUX, U.T.E. (NOKIA)					50,00			50,00	50,00	50,00
	MADE - ISOLUX, U.T.E. (SIEMENS)					50,00			50,00	50,00	50,00
0434	MADE TECNOLOGÍAS RENOVABLES, S.A.					100,00			100,00	100,00	100,00
0519	MADE TORRES Y HERRAJES, S.A.					19,90			19,90	19,90	19,90
0280	MADRITEL TELECOMUNICACIONES, S.A.										28,19
	MED TELECOM, S.A.										2,82
	MEDIDAS AMBIENTALES, S.L.		50,00							50,00	25,00
0122	MERIDIONAL DE GAS, S.A.U.					100,00			100,00	100,00	100,00
0024	MICASE							99,00	99,00	99,00	99,00
	MINAS GARGALLO, S.L.		99,34							99,34	99,34
0175	MINAS Y FERROCARRIL DE UTRILLAS, S.A.		100,00							100,00	100,00
0343	MINICENTRAL ACEQUIA CINCO VILLAS						15,00		15,00	15,00	15,00
0123	MINICENTRALES BARDENAS, A.I.E.						15,00		15,00	15,00	15,00
	MIRANDA PLATAFORMA LOGÍSTICA		1,00							1,00	0,50
0454	MULTIMEDIA DE CABLE, S.A.					35,60			35,60	35,60	35,60
0268	MUNDIVIA, S.A.				85,00					85,00	85,00
	MYALERTCOM, S.A.	0,73								0,73	0,73
	NET TELECOMUNICACIONES A.I.E.				33,30					33,30	33,30
0288	NETCO REDES, S.A.					50,55			50,55	50,55	50,55
0455	NEXUS CAPITAL, S.A.					0,94			0,94	0,94	0,94
	NOR OESTE PACÍFICO GENERACIÓN DE ENERGÍA LTDA.								50,00	50,00	19,48
0577	NORTHEOLIC PICO GALLO, S.L.						25,00		25,00	25,00	25,00
0336	NQF GAS SGPS, S.A.					49,00			49,00	49,00	49,00
0558	NUBIA 2000, S.L.	100,00								100,00	100,00
0025	NUCLENOR, S.A.		50,00							50,00	50,00
0553	NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 2, S.L.	100,00								100,00	100,00
0554	NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 3, S.L.	100,00								100,00	100,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL	
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL
0555	NUEVA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4, S.L.	100,00								100,00	100,00
0548	NUEVA COMPAÑÍA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2, S.L.	100,00								100,00	100,00
0461	NUEVA NUINSA, S.L.					100,00			100,00	100,00	100,00
0235	NUEVAS INICIATIVAS DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO, S.A.					100,00			100,00	100,00	100,00
0237	NUEVAS INICIATIVAS ELÉCTRICAS DEL SUR, S.A.					100,00			100,00	100,00	100,00
0353	NUINSA - SEMI, U.T.E. (NUSE)					51,00			51,00	51,00	51,00
	NUINSA-CAYMASA-CMS, U.T.E.					50,00			50,00	50,00	50,00
0241	ONUBER, S.L.						50,00		50,00	50,00	50,00
0125	OXAGESA, A.I.E.						33,33		33,33	33,33	33,33
0331	PARQUE EÓLICO A CARBA, S.A.						100,00		100,00	100,00	100,00
0312	PARQUE EÓLICO A. CAPELADA, A.I.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0573	PARQUE EÓLICO CARRETERA DE ARINAGA, S.A.						80,00		80,00	80,00	80,00
0499	PARQUE EÓLICO CAÑOS DE MECA, S.A.U.						100,00		100,00	100,00	100,00
0126	PARQUE EÓLICO DE ARAGÓN, A.I.E.						80,00		80,00	80,00	80,00
0313	PARQUE EÓLICO DE BARBANZA, S.A.						50,00		50,00	50,00	50,00
0314	PARQUE EÓLICO DE CABO VILANO, A.I.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0242	PARQUE EÓLICO DE ENIX, A.I.E.						95,00		95,00	95,00	95,00
0093	PARQUE EÓLICO DE SANTA LUCÍA, S.A.						65,67		65,67	65,67	65,67
0337	PARQUE EÓLICO FINCA DE MOGÁN, S.A.						90,00		90,00	90,00	90,00
0565	PARQUE EÓLICO MONTES DE LAS NAVAS, S.A.						70,00		70,00	70,00	70,00
0500	PARQUE EÓLICO PUNTA DE TENO, S.A.						52,00		52,00	52,00	52,00
0269	PARQUE EÓLICO SIERRA DEL MADERO, S.A.						48,00		48,00	48,00	48,00
0486	PARQUES EÓLICOS DEL NORTE, S.A.						50,00		50,00	50,00	50,00
0243	PARTECSA ISLA MÁGICA, S.A.					4,04			4,04	4,04	4,04
0291	PEGO ENERGÍA ELÉCTRICA, S.A.									45,00	45,00
	PILAGEST, S.L.					50,00			50,00	50,00	50,00
0244	PLANTA EÓLICA EUROPEA, S.A.						56,12		56,12	56,12	56,12
0503	POLSKA GIELDA ENERGII, S.A.	10,00								10,00	10,00
0388	PORT COREL, A.I.E.							30,00	30,00	30,00	30,00
	PORTGAS, S.A.										12,42
0581	POWERNEXT, S.A.	5,00								5,00	5,00
0427	PRENCYC, A.I.E.							30,00	30,00	30,00	30,00
0379	PRINTEREL, A.I.E.							39,00	39,00	39,00	39,00
0470	PRODASAL, A.I.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0469	PRODEGAL, A.I.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0181	PRODUCTORA DE ENERGÍAS, S.A.						30,00		30,00	30,00	30,00
0050	PRODUCTORA ELÉCTRICA URGELENSE, S.A.					8,43			8,43	8,43	8,43
	PRODUÇÃO DE ENERGIA, ACE							25,00	25,00	25,00	12,88
0458	PROGREEN COSTA, S.L.						51,00		51,00	51,00	51,00
0521	PROGREEN FUENTE ÁLAMO, S.A.						51,00		51,00	51,00	51,00
0457	PROGREEN TORRENTE, S.A.						51,00		51,00	51,00	51,00
0471	PROGREEN VILLANUEVA, S.A.						51,00		51,00	51,00	51,00
0491	PROGREENTECH, U.T.E.						51,00		51,00	51,00	51,00
0185	PROMOCIONES Y PROYECTOS MODOLELL, S.A.						20,00		20,00	20,00	20,00
0332	PROPaise							94,99	94,99	94,99	94,99
0467	PROSAMER COGENERACIÓN, S.L.						50,00		50,00	50,00	50,00
0496	PROYECTO COREYSA COGENERACIÓN, U.T.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0498	PROYECTO JABUGO COGENERACIÓN, U.T.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0497	PROYECTO SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, U.T.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0186	PROYECTOS ENERGÉTICOS MB, S.A.						25,00		25,00	25,00	25,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL		
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.		
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL	
0574	PROYECTOS EÓLICOS VALENCIANOS, S.A.						70,00		70,00		70,00	70,00
0245	PUERTO REAL COGENERACIÓN						5,00		5,00		5,00	5,00
	PUERTO SERRANO, U.T.E.					50,00			50,00		50,00	50,00
0390	PUIGNEREL, A.I.E.							25,00	25,00		25,00	25,00
0187	PUNTEL COMUNICACIONES, S.A.					100,00			100,00		100,00	100,00
	QUIERO TELEVISIÓN, S.A.											13,82
0188	RECICLADOS Y SERVICIOS MEDITERRÁNEO, S.L.					50,00			50,00		50,00	50,00
0189	RECUPERACIÓN DE CROMO INDUSTRIAL, S.A.					75,00			75,00		75,00	75,00
0054	RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES, S.A.						100,00		100,00		100,00	100,00
0027	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	10,00									10,00	10,00
0563	REGASIFICADORA DEL NOROESTE, S.A.		21,00								21,00	21,00
0359	RELCAMP, A.I.E.							65,00	65,00		65,00	65,00
0341	RELECO SANTIAGO, A.I.E.						20,00	25,00	45,00		45,00	45,00
0385	RENCAT, A.I.E.							32,00	32,00		32,00	32,00
0443	REPSOL YPF, S.A.	3,02									3,02	3,02
0344	RETECAL SOCIEDAD OPERADORA DE TELECOM. DE CASTILLA Y L					0,28			0,28		0,28	0,28
	RETEVISIÓN I, S.A.											28,19
0423	RETEVISIÓN MÓVIL, S.A.											27,60
0398	ROFEICA D'ENERGÍA, S.A.						27,00		27,00		27,00	27,00
	RUBÍ TRACTAMENT TERMIC EFICIENT, S.A.							80,00	80,00		80,00	44,00
	SACME, S.A.									50,00	50,00	24,26
0250	SADIEL				37,50						37,50	37,50
0251	SALTO DE SAN RAFAEL						50,00		50,00		50,00	50,00
0448	SALTOS DEL NANSÀ I, S.A.						100,00		100,00		100,00	100,00
0190	SALTOS Y CENTRALES DE CATALUNYA, S.A.						100,00		100,00		100,00	100,00
0478	SANTO ROSTRO COGENERACIÓN, S.A.						45,00		45,00		45,00	45,00
0191	SATI COGENERACIÓN, A.I.E.						27,50		27,50		27,50	27,50
0372	SEDAREL, A.I.E.							45,00	45,00		45,00	45,00
0523	SENDA AMBIENTAL, S.A.					100,00			100,00		100,00	100,00
0524	SERCANARIAS, S.A.					50,00			50,00		50,00	50,00
0502	SERVICABLE, U.T.E.					50,00			50,00		50,00	50,00
0285	SERVICIOS INTEGRALES DEL AGUA, S.A.					39,95			39,95		39,95	39,95
0460	SERVIMÓVIL, U.T.E.					50,00			50,00		50,00	50,00
0094	SERVIPORT LAS PALMAS, S.L.					5,55			5,55		5,55	5,55
	SETGAS, S.A.											9,72
	SIERRA ELVIRA, U.T.E.					37,50			37,50		37,50	37,50
0103	SISTELCOM TELEMENSAJE, S.A.											3,64
0196	SISTELCOM, S.A.					18,19			18,19		18,19	18,19
0030	SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PAÍSES AMÉRICA CENTR	62,50									62,50	62,50
0525	SISTEMAS DE DISEÑO EN SILICIO, S.A.	15,00									15,00	15,00
0127	SISTEMAS ENERGÉTICOS LA MUELA, S.A.						30,00		30,00		30,00	30,00
0531	SISTEMAS ENERGÉTICOS MAS GARULLO, S.A.						27,00		27,00		27,00	27,00
0481	SISTEMAS ENERGÉTICOS MAÑÓN ORTIGUEIRA, S.A.						10,00		10,00		10,00	10,00
0536	SMARTCOM PCS					100,00			100,00		100,00	100,00
	SOCIEDAD AGRÍCOLA DE CAMEROS LTDA.									57,50	57,50	37,35
	SOCIEDAD AGRÍCOLA EL GOBERNADOR LTDA.									100,00	100,00	64,96
	SOCIEDAD AGRÍCOLA PASTOS VERDES LTDA									55,00	55,00	35,73
	SOCIEDAD DE ECONOMÍA MIXTA AGUAS DE GUADIX, S.A.					40,00			40,00		40,00	40,00
0257	SOCIEDAD DE FOMENTO INDUSTRIAL DE EXTREMADURA, S. A.	0,60									0,60	0,60
0546	SOCIEDAD DE GESTIÓN DE ACTIVOS DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S	100,00									100,00	100,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL								% CONTROL	
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.	
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL
0545	SOCIEDAD DE GESTIÓN DE ACTIVOS GENERACIÓN ELÉCTRICA, S	100,00								100,00	100,00
0345	SOCIEDAD DESARROLLO SIERRA MORENA CORDOBESA, S.A.		1,82							1,82	1,82
0253	SOCIEDAD EÓLICA DE ANDALUCÍA, S.A.						46,67		46,67	46,67	46,67
0473	SOCIEDAD EÓLICA LOS LANCES						50,00		50,00	50,00	50,00
0272	SOCIEDAD GENERAL DE AGUAS DE BARCELONA, S.A.						11,64		11,64	11,64	11,64
0294	SOCIEDAD INVERSORA DOCK SUD, S.A.									57,14	57,14
	SOCIEDAD PANAMEÑA DE ELECTRICIDAD, S.A.									100,00	63,82
0578	SOCIEDAD ESTUDIO Y PROMOC. GASODUCTO ARGELIA-EUROPA		12,00							12,00	12,00
0564	SOCIÉTÉ NATIONALE D'ELECTRICITÉ ET DE THERMIQUE, S.A.	30,00								30,00	30,00
0295	SOPROLIF									25,00	25,00
0296	SOTAVENTO GALICIA SA						18,00		18,00	18,00	18,00
0258	SUMINISTRADORA ELÉCTRICA DE CÁDIZ, S.A.			33,50						33,50	33,50
0309	SUMINISTRO DE LUZ Y FUERZA, S.L.						60,00		60,00	60,00	60,00
	SUPERCABLE ALMERÍA TELECOMUNICACIONES										28,19
0400	SUPERCABLE ANDALUCÍA, S.A.										27,17
	SUPERCABLE SEVILLA SA										27,68
	SYNOPSIS ARGENTINA LTDA.									100,00	100,00
	SYNOPSIS BRASIL LTDA.									100,00	64,97
	SYNOPSIS COLOMBIA LTDA.									100,00	64,97
	SYNOPSIS PERÚ, S.A.									100,00	64,97
	SYNOPSIS SOLUCIONES Y SERVICIOS IT LTDA.									100,00	64,97
0031	T.P. SOCIEDADE TÉRMICA PORTUGUESA, S.A. (TERMIPOR)						21,50	30,00	51,50	51,50	51,50
	TARIFA LÍNEA, U.T.E.						50,00		50,00	50,00	50,00
0199	TECNATOM		45,00							45,00	45,00
0095	TECNOLOGÍA CANARIA DEL AGUA, S.A.						33,33		33,33	33,33	33,33
0297	TEJO ENERGÍA, S.A.									35,00	35,00
0259	TELETRUNK ANDALUCÍA SA						100,00		100,00	100,00	100,00
	TENARIA, S.A. - (RETENA - RETERIOJA)										4,73
9999	TENEGUÍA GESTIÓN FINANCIERA, S.L.	100,00								100,00	100,00
9999	TENEGUÍA GESTIÓN FINANCIERA, S.L., S. COM.	95,72								95,72	95,72
0511	TERDON COGENERACIÓN, S.L.						33,33		33,33	33,33	33,33
0016	TERMOELÉCTRICA DEL EBRO, S.A.			100,00						100,00	100,00
0468	TERMOTEC ENERGÍA, A.I.E.						45,00		45,00	45,00	45,00
0298	TIRMADRID SA						15,00		15,00	15,00	15,00
0072	TIRME, S.A.						40,00		40,00	40,00	40,00
0032	TOLEDO PV A E I E						33,33		33,33	33,33	33,33
	TORRE DE COLLSEROLA SA										10,15
0393	TRACTAMENT I REVALORITZACIÓ DE RESIDUS DEL MARESME, S.A							10,00	10,00	10,00	10,00
0201	TRACTAMENTS ECOLOGICS, S.A.						50,00		50,00	50,00	50,00
	TRANSMISORA ELÉCTRICA DE QUILLOTA LTDA.									50,00	14,61
	TRANSPORTADORA DE ENERGÍA, S.A.									100,00	100,00
0056	TRANSPORTES Y DISTRIBUCIONES ELÉCTRICAS, S.A.			73,33						73,33	73,33
1100	TRIEMA, S.A.				55,00					55,00	55,00
	TUNEL EL MELÓN, S.A.									99,95	38,95
0370	TYBOREL, A.I.E.							50,00	50,00	50,00	50,00
0438	UNELCO COGENERACIONES SANITARIAS DEL ARCHIPIÉLAGO, S.A						100,00		100,00	100,00	100,00
0437	UNELCO SERVICIOS SA						100,00		100,00	100,00	100,00
0436	UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.U.		100,00							100,00	100,00
0435	UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS, S.A.U.			100,00						100,00	100,00
0397	URGELL ENERGÍA, S.A.						27,00		27,00	27,00	27,00

RELACIÓN DE PARTICIPADAS AL 31-12-01

CÓDIGO	SOCIEDAD (POR ORDEN ALFABÉTICO)	PORCENTAJES DE CONTROL									% CONTROL		
		HOLDING	GENERAC	DISTRIBU	SERVICIO	GRUPO ENDESA DIVERSIFICACIÓN			INTERNAC	ECONOM.			
						DIVERSIF.	ECYR	RELSA			TOTAL		
0203	VAPELTAR, A.I.E.						40,00			40,00		40,00	40,00
0260	VAPOR Y ELECTRICIDAD EL TEJAR SL						8,67			8,67		8,67	8,67
0346	VERTRESA-RWE ENTSORGUNG AG-SENDA AMBIENTAL, U.T.E.					5,00				5,00		5,00	5,00
0567	VIESGO GENERACIÓN, S.L.		100,00									100,00	87,50
0376	VIRGEN DE LA BELLA, A.I.E.							40,00		40,00		40,00	40,00
0299	YACILEC, S.A.										22,22	22,22	22,22
0402	YEDESA COGENERACIÓN						40,00			40,00		40,00	40,00
	YITUO-MADE TURBINE CORPORATION LTD.					50,00				50,00		50,00	50,00

DEUDA SENSIBILIDAD TIPO DE INTERÉS	Fechas de Vencimiento (Millones de euros)							Valor Eglativo 31/12/01
	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total	
Tipo Interés variable								
Préstamos bancarios EURO	2	2	2	2	152	5	165	165
Media ponderada - ref. Euribor	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%
Préstamos estructurados EURC	0	0	0	0	240	171	411	411
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	-0,1%	-0,1%	0,07%	0,07%
Préstamos BEI EURO	0	38	38	38	51	255	382	382
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,07%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%
Creditos EURO	137	130	12	0	921	73	1.273	1.273
Media ponderada - ref. Euribor	0,2%	0,1%	0,2%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%
Préstamo y créditos Interempres	0	0	0	0	40	40	40	40
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,1%	0,1%	0,07%	0,07%
MTN EURO	0	50	300	0	300	500	1.150	1.150
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,2%	0,07%	0,07%
MTN EURO	0	0	0	0	0	170	170	170
Media ponderada - ref. EQL	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
MTN EURO	0	0	0	0	0	10	10	10
Media ponderada - ref. IRS	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	-0,8%	0,07%	0,07%
Obligaciones EURO	60	0	550	0	0	0	610	610
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,07%	0,1%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Obligaciones EURO	0	0	0	0	0	0	0	0
Media ponderada - ref. Pas Bt	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Bonos Internacionales EURO	0	0	0	0	0	433	433	433
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Pagares EURO	860	0	0	0	0	0	860	860
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Otros EURO	0	0	0	0	5	5	5	5
Media ponderada - ref. Euribor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Préstamos bancarios USD	1.435	956	1.716	35	372	339	4.853	4.853
Media ponderada - ref. Libor	0,3%	0,1%	1,0%	10,7%	3,9%	1,3%	0,3%	0,3%
Creditos USD	0	0	0	0	386	371	371	371
Media ponderada - ref. Libor	0,07%	0,1%	0,07%	0,07%	0,1%	0,07%	0,07%	0,07%
Préstamos BEI USD	50	50	57	57	231	155	600	600
Media ponderada - ref. Libor	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
Financiación Proyectos USD	7	7	4	2	3	15	38	38
Media ponderada - ref. Libor	1,2%	1,3%	1,4%	1,7%	1,9%	0,8%	1,2%	1,2%
Bonos USD	0	0	0	0	0	0	0	0
Media ponderada - ref. Libor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
MTN USD	57	0	0	0	0	57	57	57
Media ponderada - ref. Libor	0,11%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
MTN USD	30	0	0	0	0	30	30	30
Media ponderada - ref. EQL	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Pagares USD	454	0	0	0	0	0	454	454
Media ponderada - ref. Libor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Creditos JPY	0	0	0	0	55	0	55	55
Media ponderada - ref. Libor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,1%	0,07%	0,07%	0,07%
Préstamos Bancarios JPY	77	75	12	1	0	0	165	165
Media ponderada - ref. Libor	2,2%	2,0%	2,3%	0,8%	0,0%	0,0%	2,2%	2,2%
Pagares CHF	61	0	0	0	0	0	61	61
Media ponderada - ref. Libor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Pagares GBP	749	0	0	0	0	0	749	749
Media ponderada - ref. Libor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Pagares AUD	6	0	0	0	0	0	6	6
Media ponderada - ref. Libor	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Préstamos Bancarios CLP	75	0	79	0	0	0	154	154
Media ponderada - ref. TAB	0,9%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	0,9%
Otros deudas CLP	3	339	0	0	0	0	342	342
Media ponderada - ref. TAB	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Bonos Locales	0	28	0	0	0	0	28	28
Media ponderada - ref. CDI	0,07%	14,0%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
CP Locales	31	0	0	0	0	0	31	31
Media ponderada - ref. CDI	0,8%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,8%	0,8%
Préstamo Bancarios Reales Bt	154	0	0	0	0	0	154	154
Media ponderada - ref. CDI	1,1%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	1,1%	1,1%
Financiación Proyectos Reales	5	7	0	1	5	22	40	40
Media ponderada - ref. FINEI	8,4%	8,9%	8,7%	8,7%	8,9%	9,8%	8,4%	8,4%
Préstamos Oficiales Reales Bt	0	0	25	0	0	31	116	116
Media ponderada - ref. T.J.L.P.	9,5%	9,5%	9,5%	11,0%	11,0%	9,0%	9,5%	9,5%
LI Crédito	26	0	0	0	0	0	26	26
Media ponderada - ref. CDI	1,3%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	1,3%	1,3%
Préstamo Bancarios Otras Mond	8	8	5	1	0	0	22	22
Media ponderada - ref. DTF	7,0%	7,0%	0,5%	0,8%	0,0%	0,0%	7,0%	7,0%
Bonos Otras Monedas	1	0	6	0	59	153	219	219
Media ponderada - ref. DTF	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,5%	3,5%	4,1%	4,1%
Bonos Otras Monedas	0	0	0	0	59	59	59	59
Media ponderada - ref. VAC	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
CP LOCALES Otras Monedas	15	0	0	0	0	15	15	15
Media ponderada - ref. VAC	0,8%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,8%	0,8%
TOTAL VARIABLE	4.303	1.267	2.206	137	2.914	2.337	14.154	14.154

TOTAL 2002		TOTAL 2003		TOTAL 2004		TOTAL 2005		TOTAL 2006		TOTAL RESTO		TOTAL	
EMISIONES pagares bonos	EMISIONES entidades crédito	EMISIONES pagares bonos	EMISIONES entidades crédito	EMISIONES pagares bonos	EMISIONES entidades crédito	EMISIONES pagares bonos	EMISIONES entidades crédito	EMISIONES pagares bonos	EMISIONES entidades crédito	EMISIONES pagares bonos	EMISIONES entidades crédito	EMISIONES pagares bonos	EMISIONES entidades crédito
2.324	1.979	78	1.579	856	1.950	0	137	418	2.499	1.271	1.069	4.947	9.207
COMPROB													

DEUDA	Fechas de Vencimiento (Millones de pesetas)							Valor Eglativo 31/12/01
	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total	
Tipo Interés Fijo								
Préstamo BEI EURO	1	1	1	0	0	0	3	4
Media ponderada Tipo de inter	9,0%	9,0%	9,0%	0,0%	0,0%	0,0%	25	35
Pagares EURO	0	0	0	0	0	0	25	25
Media ponderada Tipo de inter	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13,9%	0,0%	500	940
Obligaciones EURO	60	180	200	0	0	0	500	940
Media ponderada Tipo de inter	5,6%	5,2%	4,3%	0,0%	0,0%	4,2%	546	602
Préstamos EURO	68	68	68	68	68	68	68	206
Media ponderada Tipo de inter	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	5,7%	1.627	4.029
MTN EURO	30	300	510	312	1.250	312	1.250	4.029
Media ponderada Tipo de inter	6,5%	4,8%	3,6%	5,9%	5,5%	5,3%	1.627	4.029

DEUDA SENSIBILIDAD TIPO DE INTERÉS	Fechas de Vencimiento (Millones de euros)							Valor Egualitario 31/12/201
	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total	
Prestamos BEI CHF	6	6	5	0	0	0	17	18
Media ponderada Tipo de interés	6,9%	6,4%	6,4%	6,4%	0,0%	0,0%	0,0%	
MTN CZK	0	0	31	0	0	0	31	34
Media ponderada Tipo de interés	6,5%	0,0%	5,9%	6,3%	0,0%	0,0%		
Prestamos Bancarios USD	136	36	34	34	34	180	454	494
Media ponderada Tipo de interés	10,4%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	
Prestamos BEI USD	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	14,4%	14,4%	14,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Prestamos Oficiales USD	7	7	7	7	7	31	66	66
Media ponderada Tipo de interés	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	
Financiación Proyectos USD	4	4	4	4	4	2	21	18
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
MTN EURO	0	378	0	0	0	633	981	1.052
Media ponderada Tipo de interés	6,5%	4,8%	3,8%	5,9%	5,5%	5,3%	5,3%	
Bonos USD	18	356	8	15	545	1.279	2.221	3.242
Media ponderada Tipo de interés	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	
Otras Deudas USD	35	43	56	36	33	127	330	360
Media ponderada Tipo de interés	5,8%	9,0%	9,0%	9,0%	8,0%	8,0%	8,0%	
Prestamos BEI JPY	1	1	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	8,0%	8,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
MTN JPY	0	0	0	0	43	69	112	115
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	1,1%	1,1%	
Prestamos Bancarios CLP	0	0	0	0	0	14	14	15
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	9,0%	9,0%	
Bonos CLP	18	18	8	18	150	335	547	436
Media ponderada Tipo de interés	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	
CP Locales BRL	36	0	0	0	0	0	36	73
Media ponderada Tipo de interés	21,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Financiación Proyectos bfl	0	0	0	0	0	10	10	9
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,0%	6,0%	
Prestamos Bancarios Otras Mon	105	0	0	0	0	0	105	107
Media ponderada Tipo de interés	8,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Bonos Otras Monedas	0	12	0	0	0	0	12	13
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	12,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
TOTAL FIJO	525	1.410	932	494	2.159	4.983	10.502	11.991
TOTAL GENERAL	4.927	3.067	3.728	631	5.073	7.320	24.656	26.145

TOTAL 2002	TOTAL 2003	TOTAL 2004	TOTAL 2005	TOTAL 2006	TOTAL RESTO	TOTAL									
EMISIONES	EMISIONES	EMISIONES	EMISIONES	EMISIONES	EMISIONES	EMISIONES									
pagares bonos	entidades crédito	pagares bonos	entidades crédito	pagares bonos	entidades crédito	pagares bonos	entidades crédito								
	6	6	5	0	0	0	17								
	0	0	31	0	0	0	31								
	136	36	34	34	34	180	454								
	0	0	0	0	0	0	1								
	7	7	7	7	7	31	66								
	4	4	4	4	4	4	21								
	0	378	0	0	0	633	981								
	18	356	8	15	545	1.279	2.221								
	35	43	56	36	33	127	330								
	1	1	0	0	0	0	1								
	0	0	0	0	43	69	112								
	0	0	0	0	0	14	14								
	18	18	8	18	150	335	547								
	36	0	0	0	0	0	36								
	0	0	0	0	0	0	10								
	105	0	0	0	0	0	105								
	0	12	0	0	0	0	12								
EMISIONES ENT. CTO.	162	363	1.244	166	757	175	345	149	2.013	146	4.413	570	8.934	1.569	10.502
ENT. CTO.	2.496	2.341	1.322	1.745	1.813	2.125	345	201	2.431	2.642	5.884	1.630	13.881	10.775	24.656
contabilidad	2.487	2.341	1.337	1.744	1.811	2.125	341	206	2.492	2.642	5.558	1.630	13.826	10.774	24.600
comprob	-1	0	-15	1	2	0	4	0	-61	0	126	0	55	1	56

DEUDA SENSIBILIDAD TIPO DE CAMBIO	Fechas de Vencimiento (Millones de euros)							Valor Equitativo 31/12/01
	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total	
	Tipo interés variable							
Préstamos bancarios USD	403	1.059	1.736	206	58	270	3.732	3.732
Media ponderada - ref. Libor	1,0%	1,0%	0,9%	1,8%	1,8%	1,6%		
Créditos USD	0	5	0	0	366	0	371	371
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%		
Préstamos BEI USD	50	50	57	57	231	155	600	600
Media ponderada - ref. Libor	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%		
Financiación Proyectos USD	7	7	4	2	3	15	38	38
Media ponderada - ref. Libor	1,2%	1,3%	1,4%	1,7%	1,9%	0,6%		
Bonos USD	0	0	0	0	0	0	0	0
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
MTN USD	57	0	0	0	0	0	57	57
Media ponderada - ref. Libor	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
MTN USD	30	0	0	0	0	0	30	30
Media ponderada - ref. EQL	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Pagarés USD	454	0	0	0	0	0	454	454
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Créditos JPY	0	0	0	0	55	0	55	55
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%		
Préstamos Bancarios JPY	77	75	12	1	0	0	165	165
Media ponderada - ref. Libor	2,2%	2,0%	2,3%	0,8%	0,0%	0,0%		
Pagarés CHF	61	0	0	0	0	0	61	61
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Pagarés GBP	749	0	0	0	0	0	749	749
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Pagarés AUD	6	0	0	0	0	0	6	6
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamos Bancarios CLP	89	0	79	0	0	0	168	168
Media ponderada - ref. TAB	0,9%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%		
Otras deudas CLP	3	1.654	0	0	0	0	1.657	1.657
Media ponderada - ref. TAB	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%		
Bonos Locales	0	28	0	0	0	0	28	28
Media ponderada - ref. CDI	0,0%	14,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
C/P Locales	31	0	0	0	0	0	31	31
Media ponderada - ref. CDI	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamo Bancarios Reales Brasile	154	0	0	0	0	0	154	154
Media ponderada - ref. CDI	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Financiación Proyectos Reales Bra	5	7	0	1	5	22	40	40
Media ponderada - ref. FINEL-IGF	8,4%	8,9%	8,7%	8,7%	8,9%	9,8%		
Préstamos Oficiales Reales Brasile	0	0	25	0	60	31	116	116
Media ponderada - ref. TJLP-TR-1	9,5%	9,5%	9,5%	11,0%	11,0%	9,0%		
L. Crédito	26	0	0	0	0	0	26	26
Media ponderada - ref. CDI	1,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamo Bancarios Otras Moneda	8	8	5	1	0	0	22	22
Media ponderada - ref. DTF-VAC	7,0%	7,0%	0,5%	0,8%	0,0%	0,0%		
Bonos Otras Monedas	1	0	6	0	59	153	219	219
Media ponderada - ref. DTF	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	3,5%		
Bonos Otras Monedas	0	0	0	0	59	0	59	59
Media ponderada - ref. VAC	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,5%	0,0%		
C/P LOCALES Otras Monedas	15	0	0	0	0	0	15	15
Media ponderada - ref. VAC	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
TOTAL VARIABLE	2.226	2.893	1.924	268	896	646	8.853	8.853

DEUDA SENSIBILIDAD TIPO DE CAMBIO	Fechas de Vencimiento (Millones de euros)							Valor Equitativo 31/12/01
	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total	
	Tipo interés Fijo							
Prestamos BEI CHF	6	6	5	0	0	0	17	18
Media ponderada Tipo de interés	6,9%	6,4%	6,4%	6,4%	0,0%	0,0%	0,0%	
MTN CZK	0	0	31	0	0	0	31	34
Media ponderada Tipo de interés	6,5%	0,0%	5,9%	6,3%	0,0%	0,0%		
Préstamo Bancarios USD	136	36	34	34	34	180	454	494
Media ponderada Tipo de interés	10,4%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%		
Prestamos BEI USD	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	14,4%	14,4%	14,4%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamos Oficiales USD	7	7	7	7	7	31	66	58
Media ponderada Tipo de interés	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%		
Financiación Proyectos USD	4	4	4	4	4	2	21	18
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
MTN EURO	0	584	0	0	0	397	981	1.052
Media ponderada Tipo de interés	6,5%	4,8%	3,6%	5,9%	5,5%	5,3%		
Bonos USD	42	371	8	85	545	1.817	2.868	3.242
Media ponderada Tipo de interés	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%		
Otras Deudas USD	35	43	56	36	33	127	330	360
Media ponderada Tipo de interés	5,8%	9,0%	9,0%	9,0%	8,0%	0,0%		
Prestamos BEI JPY	1	1	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	8,0%	8,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
MTN JPY	0	0	0	0	43	69	112	115
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	1,1%		
Préstamo Bancarios CLP	0	0	0	0	0	14	14	15
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	9,0%		
Bonos CLP	18	18	18	18	182	170	424	436
Media ponderada Tipo de interés	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%		
C/P Locales BRL	73	0	0	0	0	0	73	73
Media ponderada Tipo de interés	21,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Financiación Proyectos brl	0	0	0	0	0	10	10	9
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,0%		
Préstamo Bancarios Otras Moneda	105	0	0	0	0	0	105	107
Media ponderada Tipo de interés	8,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Bonos Otras Monedas	0	12	0	0	0	0	12	13
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	12,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
TOTAL FIJO	427	1.082	163	184	848	2.817	5.520	6.046
TOTAL GENERAL	2.653	3.975	2.087	452	1.744	3.463	14.373	14.899

DERIV. SENSIBILIDAD TIPOS DE INTERES		Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/01
		2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total	
SWAP en EUROS									
De variable a fijo		300	492	1.239	120	700	1.509	4.360	(16,90)
Margen recibido - ref. Euribor	EUR	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
Tipo Fijo Pagado	EUR	4,28%	4,79%	4,20%	4,63%	4,33%	4,65%		
De fijo a variable		110	633	540	312	500	1.874	3.968	89,54
Tipo fijo recibido	EUR	9,7%	5,9%	3,70%	5,9%	5,8%	5,3%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,22%	0,05%	0,12%	0,3%	0,3%	0,0%		
De variable a variable		222	0	0	0	240	105	567	5,71
Margen recibido - ref. Euribor	EUR	0,19%	0,0%	0,0%	0,0%	0,35%	0,0%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,14%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	0,0%		
De variable a variable							80	80	(0,16)
Margen recibido - ref. EQL	EUR						0,00%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						0,25%		
De variable a variable							90	90	0,69
Margen recibido - ref. IPCL	EUR						0,00%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						0,16%		
De variable a variable							10	10	0,00
Margen recibido - ref. IRS	EUR						-0,605%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR						0,275%		
FRA Tipo de interés EUROS									
Importe		1.100	2.200					3.300	(2,92)
Tipo Fijo Comprado	EUR	3,72%	3,94%						
SWAP en divisas									
De variable a fijo		0	340	0	0	170	347	858	(0,72)
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,00%	0,00%		
Tipo Fijo Pagado	USD	0,0%	6,5%	0,0%	0,0%	4,13%	4,08%		
De fijo a variable			567					567	42,71
Tipo fijo recibido	USD		5,875%						
Margen pagado - ref. Euribor	USD		0,0%						
De fijo a variable		0	0	32	0	0	0	32	(0,05)
Tipo fijo recibido	CHF	0,0%	0,0%	6,35%	0,0%	0,0%	0,0%		
Margen pagado - ref. Libor	CHF	0,0%	0,0%	3,8%	0,0%	0,0%	0,0%		
De fijo a variable		159						159	(7,72)
Tipo fijo recibido	BRL	20,6%							
Margen pagado - ref. CDI	BRL	4,0%							
De variable a variable		0	0	0	246	340	0	587	(3,21)
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	0,0%		
Margen pagado - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
De variable a Fijo			87					87	(0,33)
Margen recibido - ref. Libor	EURO		0,0%						
Tipo Fijo pagado	JPY		0,6%						
De variable a Variable			15	127	295	434		871	(10,24)
Margen recibido - ref. Euribor	EURO		0,0%	0,25%	0,28%	0,32%			
Margen pagado - ref. Libor	USD		0,0%	0,29%	0,33%	0,37%			
De variable a variable		501,4						501	25,83
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,010%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,010%							
De variable a variable		21,4						21	8,21
Margen recibido - ref. EQL	USD	0,00%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	-0,180%							
De variable a variable		749,2						749	16,473
Margen recibido - ref. Libor	GBP	0,0%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%							
De variable a variable		61,1						61	(0,4)
Margen recibido - ref. Libor	CHF	0,0%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%							
De variable a variable		5,6						6	0,1
Margen recibido - ref. Libor	AUD	0,0%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%							
De fijo a variable			12,9				319	332	100,83
Tipo fijo recibido	USD		5,19%				6,00%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR		0,000%				0,115%		
De fijo a variable				27,6				28	7,35
Tipo fijo recibido	CZK			6,25%					
Margen pagado - ref. Euribor	EUR			0,07%					
De Fijo a variable					597		104,62	701	(24,4)
Tipo Fijo recibido	UF				6,80%		5,50%		
Margen pagado - ref. Libor	USD				1,20%		0,80%		
De Fijo a variable			80					80	(11,23)
Tipo Fijo recibido	USD		7,4%						
Margen pagado - ref. CDI	BRL		0,0%						
De variable a Variable			108					108	(21,56)
Margen recibido - ref. Yen	JPY		2,7%						
Margen pagado - ref. Libor	USD		3,2%						
De fijo a variable						48,9	73,8	123	(10,31)
Tipo fijo recibido	JPY					0,698%	1,073%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR					0,32%	0,35%		
De variable a Variable		191						191	(43,23)
Margen recibido	ARG								
Margen pagado - ref. Libor	USD								
De variable a Variable		74,0						74	(1,15)
Margen recibido ref. Libor	USD	6,35%							
Margen pagado - ref. CDI	BRL	3,00%							

FRA Tipo de interés en divisas									
Importe		260	0	0	0	0	0	260	0,16
Tipo Fijo Comprado	USD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Forward Divisas									
Forward	UF/USD	574						574	(14,18)
Forward	BRL/USD	272						272	(25,19)
Forward	COP/USD	4,1						4	(0,11)
Forward	SOL/USD	32,8						33	(0,11)
Opciones Tipos de interés									
COLLAR en EUROS									
Comprar CAP - ref. Euribor	EUR	511	571	331	0	100	0	1.512	(0,44)
Venta Floor - ref. Euribor	EUR	4,6%	4,7%	4,8%	0,0%	5,3%	0,0%		
	EUR	3,1%	2,9%	3,5%	0,0%	3,5%	0,0%		
CAP en EUROS									
Comprar CAP - ref. Euribor	EUR	1.042	0	0	0	0	0	1.042	0
	EUR	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
COLLAR en divisas									
Comprar CAP - ref. Libor	USD	0	0	1.729	557	340	0	2.626	(23,78)
Venta Floor - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	5,6%	5,4%	5,6%	0,0%		
	USD	0,0%	0,0%	3,6%	3,4%	3,0%	0,0%		
TOTAL		6.189	5.106	4.025	2.127	2.874	4.513	24.835	79,33

No incluidos dos SW Interempresa de 152,449 EUR de IEBV con Endesa (EUR/EUR de vble a fijo 2003 y Subs)

Ajustada valorac. De Cajamadrid según David

DERIV SENSIBILIDAD TIPOS DE CAMBIO	Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)								Valor Equitativo 31/12/01
	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total		
SWAP en divisas									
De variable a fijo		0	340	0	0	170	347	858	(0,72)
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,00%	0,00%	
Tipo Fijo Pagado	USD	0,0%	6,5%	0,0%	0,0%	4,13%	4,08%		
De fijo a variable			567					567	42,71
Tipo fijo recibido	USD		5,875%						
Margen pagado - ref. Euribor	USD		0,0%						
De fijo a variable		0	0	32	0	0	0	32	(0,05)
Tipo fijo recibido	CHF	0,0%	0,0%	6,35%	0,0%	0,0%	0,0%		
Margen pagado - ref. Libor	CHF	0,0%	0,0%	3,8%	0,0%	0,0%	0,0%		
De fijo a variable		159						159	(7,72)
Tipo fijo recibido	BRL	20,6%							
Margen pagado - ref. CDI	BRL	4,0%							
De variable a variable		0	0	0	246	340	0	587	(3,21)
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	0,0%		
Margen pagado - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
De variable a Fijo			87					87	(0,33)
Margen recibido - ref. Libor	EURO		0,0%						
Tipo Fijo pagado	JPY		0,6%						
De variable a Variable			15	127	295	434		871	(10,24)
Margen recibido - ref. Euribor	EURO		0,0%	0,25%	0,28%	0,32%			
Margen pagado - ref. Libor	USD		0,0%	0,29%	0,33%	0,37%			
De variable a variable		501,4						501	25,83
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,010%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,010%							
De variable a variable		21,4						21	8,21
Margen recibido - ref. EQL	USD	0,00%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	-0,180%							
De variable a variable		749,2						749	16,473
Margen recibido - ref. Libor	GBP	0,0%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%							
De variable a variable		61,1						61	(0,4)
Margen recibido - ref. Libor	CHF	0,0%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%							
De variable a variable		5,6						6	0,1
Margen recibido - ref. Libor	AUD	0,0%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%							
De fijo a variable			12,9				319	332	100,83
Tipo fijo recibido	USD		5,19%				6,00%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR		0,000%				0,115%		
De fijo a variable				27,6				28	7,35
Tipo fijo recibido	CZK			6,25%					
Margen pagado - ref. Euribor	EUR			0,07%					
De Fijo a variable					597		104,62	701	(24,4)
Tipo Fijo recibido	UF				6,80%		5,50%		
Margen pagado - ref. Libor	USD				1,20%		0,80%		
De Fijo a variable			80					80	(11,23)
Tipo Fijo recibido	USD		7,4%						
Margen pagado - ref. CDI	BRL		0,0%						
De variable a Variable			108					108	(21,56)
Margen recibido - ref. Yen	JPY		2,7%						
Margen pagado - ref. Libor	USD		3,2%						
De fijo a variable						48,9	73,8	123	(10,31)
Tipo fijo recibido	JPY					0,698%	1,073%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR					0,32%	0,35%		
De variable a Variable		191						191	(43,23)
Margen recibido	ARG								
Margen pagado - ref. Libor	USD								
De variable a Variable		74,0						74	(1,15)
Margen recibido ref. Libor	USD	6,35%							
Margen pagado - ref. CDI	BRL	3,00%							
FRA Tipo de interés en divisas									
Importe		260	0	0	0	0	0	260	0,16
Tipo Fijo Comprado	USD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Forward Divisas									
Forward	UF/USD	574						574	(14,18)
Forward	BRL/USD	272						272	(25,19)
Forward	COP/USD	4,1						4	(0,11)
Forward	SOL/USD	32,8						33	(0,11)
Opciones Tipos de interés									
COLLAR en divisas									
Comprar CAP - ref. Libor	USD	0	0	1,729	557	340	0	2,626	(23,78)
Venta Floor - ref. Libor	USD	0,0%	0,0%	5,6%	5,4%	5,6%	0,0%		
	USD	0,0%	0,0%	3,6%	3,4%	3,0%	0,0%		
TOTAL		2.905	1.211	1.916	1.695	1.334	845	9.905	3,81

No incluidos dos SW Interempresa de 152,449 EUR de IEBV con Endesa
(EUR/EUR de vble a fijo 2003 y Subs)

Ajustada valorac. De Cajamadrid según David

Ajuste CCS		Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/01
		2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	Subsiguiente	Total	
De variable a Fijo*							192	192	58,17
Margen recibido - ref. Libor	EURO								
Tipo Fijo pagado	EURO								
De variable a Fijo			86,708					87	(0,33)
Margen recibido - ref. Libor	EURO		0						
Tipo Fijo pagado	JPY		1%						
De variable a Variable				127	295	434		856	(7,27)
Margen recibido - ref. Euribor	EURO			0,25%	0,28%	0,32%			
Margen pagado - ref. Libor	USD			0,29%	0,33%	0,37%			
De variable a variable		47,7						48	8,55
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,010%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,010%							
De variable a variable		21,4						21	8,21
Margen recibido - ref. EQL	USD	0,00%							
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	-0,180%							
De fijo a variable			13				319	332	100,83
Tipo fijo recibido	USD		5,19%				6,00%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR		0,00%				0,115%		
De fijo a variable				27,6				28	7,35
Tipo fijo recibido	CZK			6,25%					
Margen pagado - ref. Euribor	EUR			0,07%					
De fijo a variable						48,9	73,8	123	(10,31)
Tipo fijo recibido	JPY					0,698%	1,073%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR					0,32%	0,35%		
TOTAL		69	100	155	295	483	585	1.686	165,20

165 -0,01

* Derivados originalmente CCS.

No incluidos dos SW Interempresa de 152,449 EUR de IEBV con Endesa
(EUR/EUR de vble a fijo 2003 y Subs)

Ajustada valorac. De Cajamadrid según David

TIPOS DE INTERES	2.001	2.002	2.003	2.004		Subsiguiente	Total	31/12/00
Tipo interés Fijo								
Préstamo EURO	0	0	0	0	0	1	2	2
Media ponderada Tipo de interés	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%		
Préstamo BEI EURO	1	1	1	1	0	0	5	5
Media ponderada Tipo de interés	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	0,0%		
Pagarés EURO	0	0	0	0	0	42	42	42
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13,9%		
Obligaciones EURO	41	60	0	89	300	561	1.051	1.037
Media ponderada Tipo de interés	6,6%	11,0%	0,0%	4,5%	4,5%	5,0%		
Prestamos estructurados EURO	0	0	0	0	0	36	36	36
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,2%		
MTN EURO	0	0	0	0	0	455	455	454
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,8%		
ECP EURO	72	0	0	0	0	0	72	72
Media ponderada Tipo de interés	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Prestamos BEI USD	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	14,4%	14,4%	14,4%	14,4%	0,0%	0,0%		
Préstamo Bancarios USD	279	191	134	5	5	17	633	655
Media ponderada Tipo de interés	7,8%	8,0%	6,5%	6,4%	6,5%	6,5%		
Préstamos Oficiales USD	7	7	7	7	7	36	69	69
Media ponderada Tipo de interés	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	2,0%		
MTN USD			16			376	392	328
Media ponderada Tipo de interés			5,2%			6,0%		
Financiación Proyectos USD	0	0	9	6	6	9	30	30
Media ponderada Tipo de interés	2,5%	2,5%	2,5%	0,8%	0,8%	0,8%		
Bonos Internacionales-USD	7	8	168	0	0	2.601	2.784	2.537
Media ponderada Tipo de interés	7,6%	7,6%	7,6%	0,0%	0,0%	7,6%		
Bonos Locales-USD	16	0	0	0	0	118	134	134
Media ponderada Tipo de interés	7,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	8,6%		
DD.AA.Diferidos-USD	4	3	6	1	3	0	17	17
Media ponderada Tipo de interés	9,0%	8,8%	8,6%	8,0%	8,0%	0,0%		
Otras Deudas USD	40	37	47	36	91	82	334	334
Media ponderada Tipo de interés	7,0%	7,0%	7,1%	7,1%	7,2%	7,2%		
Préstamo Bancarios Pesos Chilenos	109	20	2	2	3	5	141	267
Media ponderada Tipo de interés	8,7%	8,4%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%		
Bonos Pesos Chilenos	28	2	4	4	4	26	69	64
Media ponderada Tipo de interés	7,2%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%		
Créditos Pesos Chilenos	0	0	0	0	0	0	0	0
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Financiación Proyectos Pesos Chilenos	0	0	0	0	0	0	0	0
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
C/P Locales Pesos chilenos	63	0	0	0	0	0	63	63
Media ponderada Tipo de interés	8,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Financiación Proyectos Reales Brasileños	0	0	0	0	0	4	4	4
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,0%		
Prestamos BEI CHF	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	0,0%	0,0%		
MTN JPY			98				98	93
Media ponderada - ref. Libor			5,0%					
Prestamos BEI JPY	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	0,0%	0,0%		
MTN CZK				29			29	26
Media ponderada Tipo de interés				6,3%				
Préstamos Bancarios Otras Monedas	85	0	0	0	0	0	85	85
Media ponderada Tipo de interés	15,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
TOTAL FIJO	753	330	495	180	420	4.370	6.547	6.358
TOTAL GENERAL	5.238	2.990	3.997	1.240	758	7.501	21.724	21.534

Sin derivados de IEBV, Endesa y Enersis (en F20, después der. IEBV, antes de der. Endesa y Enersis)

DEUDA SENSIBILIDAD TIPOS DE CAMBIO	Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/00
	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	Subsiguiente	Total	
Tipo interés variable								
Préstamos Bancarios USD	410	2.095	538	110	220	136	3.508	3.508
Media ponderada - ref. Libor	0,8%	0,9%	1,7%	0,6%	0,7%	0,3%		
Créditos USD	227	13	520	0	0	0	760	760
Media ponderada - ref. Libor	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamos BEI USD	0	47	47	47	47	305	493	493
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%		
Financiación Proyectos USD	13	11	8	3	0	10	45	45
Media ponderada - ref. Libor	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,5%	0,5%		
Pagarés USD	159						159	159
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
MTN USD		82	537				620	620
Media ponderada - ref. Libor		0,1%	0,0%					
ECP USD	315						315	315
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
Préstamos Bancarios CLP	87	0	0	0			87	87
Media ponderada - ref. TAB	1,9%	0	0	0				
Préstamo Bancarios Reales Brasileños	32						32	32
Media ponderada - ref. CDI	4,0%							
Financiación Proyectos Reales Brasileños	16	15	16	3	3	3	57	57
Media ponderada - ref. FINEL	4,0%	4,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Media ponderada - ref. IGPM	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%		
Préstamos Oficiales Reales Brasileños	19	2	0	17	3	31	72	72
Media ponderada - ref. TJLP	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Media ponderada - ref. TR	4,0%	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%	0,0%		
Media ponderada - ref. IGPM	0,0%	1,0%	0,0%	0,0%	12,0%	12,0%		
Préstamos Oficiales Reales Brasileños	6	3	9	3	3	4	27	27
Media ponderada - ref. FINEL	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%	6,2%		
Media ponderada - ref. IGPM	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	0,0%	0,0%		
Bonos Locales. Reales Brasileños	0	0	32	0	0	0	32	32
Media ponderada - ref IGPM	0,0%	0,0%	14,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Créditos.Reales Brasileños	60	0	0	0	0	0	60	60
Media ponderada - ref CDI	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamos BEI CHF	5	5	5	5	0	0	21	21
Media ponderada - ref. Libor	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	0,0%	0,0%		
ECP CHF	8						8	8
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
ECP GBP	487						487	487
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
Créditos YEN	0	0	59	0	0	0	59	59
Media ponderada - ref. Libor	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamos YEN	88	71	108	1	0	0	267	267
Media ponderada - ref. Libor	2,5%	2,6%	2,7%	2,7%	0,0%	0,0%		
ECP Yen	79						79	79
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
ECP AUD	13						13	13
Media ponderada - ref. Libor	0,0%							
Préstamo Bancarios Otras Monedas	18	1	1	1	2	0	24	24
Media ponderada - ref. DTF	1,5%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,0%		
Préstamo Bancarios Otras Monedas	14	0	0	0	0	0	14	14
Media ponderada - ref. VAC	6,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Préstamos Oficiales Otras Monedas	2	2	2	2	5	0	12	12
Media ponderada - ref. CF BIRF	0,6%	0,7%	0,7%	0,8%	0,9%	0,0%		
Bonos Locales. Otras Monedas	45	1	15	40	22	87	209	209
Media ponderada - ref. DTF	5,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%		
TOTAL VARIABLE	2.103	2.347	1.899	232	305	576	7.461	7.461

DEUDA SENSIBILIDAD TIPOS DE CAMBIO	Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/00
	2.001	2.002	2.003	2.004		Subsiguiente	Total	
Tipo interés Fijo								
Prestamos BEI USD	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	14,4%	14,4%	14,4%	14,4%	0,0%	0,0%		
Préstamo Bancarios USD	279	191	134	5	5	17	633	655
Media ponderada Tipo de interés	7,8%	8,0%	6,5%	6,4%	6,5%	6,5%		
Préstamos Oficiales USD	7	7	7	7	7	36	69	69
Media ponderada Tipo de interés	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	2,0%		
MTN USD			16			376	392	328
Media ponderada Tipo de interés			5,2%			6,0%		
Financiación Proyectos USD	0	0	9	6	6	9	30	30
Media ponderada Tipo de interés	2,5%	2,5%	2,5%	0,8%	0,8%	0,8%		
Bonos Internacionales-USD	7	8	168	0	0	2.601	2.784	2.537
Media ponderada Tipo de interés	7,6%	7,6%	7,6%	0,0%	0,0%	7,6%		
Bonos Locales-USD	16	0	0	0	0	118	134	134
Media ponderada Tipo de interés	7,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	8,6%		
DD.AA.Diferidos-USD	4	3	6	1	3	0	17	17
Media ponderada Tipo de interés	9,0%	8,8%	8,6%	8,0%	8,0%	0,0%		
Otras Deudas USD	40	37	47	36	91	82	334	334
Media ponderada Tipo de interés	7,0%	7,0%	7,1%	7,1%	7,2%	7,2%		

Préstamo Bancarios Pesos Chilenos	109	20	2	2	3	5	141	267
Media ponderada Tipo de interés	8,7%	8,4%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%		
Bonos Pesos Chilenos	28	2	4	4	4	26	69	64
Media ponderada Tipo de interés	7,2%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%		
Créditos Pesos Chilenos	0	0	0	0	0	0	0	0
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Financiación Proyectos Pesos Chilenos	0	0	0	0	0	0	0	0
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
C/P Locales Pesos chilenos	63	0	0	0	0	0	63	63
Media ponderada Tipo de interés	8,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Financiación Proyectos Reales Brasileños	0	0	0	0	0	4	4	4
Media ponderada Tipo de interés	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,0%		
Prestamos BEI CHF	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	0,0%	0,0%		
MTN JPY			98				98	93
Media ponderada - ref. Libor			5,0%					
Prestamos BEI JPY	0	0	0	0	0	0	1	1
Media ponderada Tipo de interés	9,4%	9,4%	9,4%	9,4%	0,0%	0,0%		
MTN CZK				29			29	26
Media ponderada Tipo de interés				6,3%				
Préstamos Bancarios Otras Monedas	85	0	0	0	0	0	85	85
Media ponderada Tipo de interés	15,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
TOTAL FIJO	639	268	493	90	120	3.275	4.885	4.710
TOTAL GENERAL	2.742	2.615	2.392	322	425	3.851	12.346	12.171

Sin derivados de IEBV, Endesa y Enersis (en F20, después der. IEBV, antes de der. Endesa y Enersis)

		Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/00
		2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	Subsiguientes	Total	
DERIV. SENSIBILIDAD									
TIPOS DE INTERES									
Swan Tipos de interés									
SWAP en EUROS									
De variable a fijo		1.232	42	644	1.239	120	1.281	4.559	62
Tipo fijo pagado	EUR	2,8%	5,0%	3,3%	3,9%	4,6%	4,7%		
Margen recibido - ref. Euribor	EUR	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
De fijo a variable		0	60	480	510	300	2.074	3.424	(8)
Tipo fijo recibido	EUR	0,0%	11,0%	6,3%	3,6%	5,9%	5,4%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%	0,2%	0,0%	0,1%	0,3%	0,0%		
De variable a variable		0	0	0	0		554	554	11
Margen recibido - ref. Euribor	EUR	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		0,3%		
Margen pagado - ref. Euribor	EUR	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		-0,1%		
SWAP en divisas									
De fijo a variable		0	0	0	21	0	0	21	(0)
Margen recibido - ref. Euribor	CHF	0,0%	0,0%	0,0%	6,4%	0,0%	0,0%		
Margen pagado - ref. Libor	CHF	0,0%	0,0%	0,0%	3,8%	0,0%	0,0%		
De variable a variable		28						28	(0)
Margen recibido - ref. USD	BRA	-1,5%							
Margen pagado - ref. CDI	BRA	-3,5%							
De fijo a variable		19						19	1
Margen recibido.	BRA	3,9%							
Margen pagado - ref. CDI	BRA	3,7%							
De variable a variable		20						20	(0)
Margen recibido - ref. USD	USD	3,3%							
Margen pagado - ref. USD	USD	4,1%							
De variable a fijo		34						34	0
Tipo fijo pagado	USD	5,1%							
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,2%							
De fijo a variable				537				537	14
Tipo fijo recibido	USD			5,9%					
Margen pagado - ref. Libor	USD			0,0%					
De variable a fijo		0	0	97	0	0	0	97	0
Tipo fijo pagado	JPY	0,0%	0,0%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%		
Margen recibido - ref. Euribor	EURO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
De fijo a variable		72						72	5
Margen pagado - Ref. Euribor	EURO	-0,1%							
Tipo fijo recibido	JPY	5,0%							
De variable a variable		0	0	0	0	298	0	298	21
Margen recibido - ref. Euribor	EUR					0,3%			
Margen pagado - ref. Euribor	USD					0,3%			
De variable a variable				102				102	(8)
Margen recibido - ref. Euribor	JPY			2,7%					
Margen pagado - ref. Euribor	USD			3,2%					
De fijo a variable				13			319	332	64
Tipo fijo recibido	USD			5,2%			6,0%		
Margen pagado - Ref. Euribor	EUR			0,0%			0,1%		
De variable a variable		335	69					405	(6)
Margen recibido - ref. Euribor	USD		0,1%						
Margen pagado - ref. Euribor	EUR		-0,2%						
De fijo a variable					28			28	1
Tipo fijo recibido	CZK				6,3%				
Margen pagado - ref Euribor	EUR				0,1%				
De variable a variable		505						505	(17)
Margen recibido	GBP								
Margen pagado	EUR								
De variable a variable		85						85	(7)
Margen recibido	JPY								
Margen pagado	EURO								
De variable a variable		8						8	0
Margen recibido	CHF								
Margen pagado	EURO								
De variable a variable		13						13	(0)
Margen recibido	AUD								
Margen pagado	EURO								
Forward Divisas									
Forward	USD/CLP	1.518	0	0	0	0	0	1.518	(3)
Opciones Tipos de interés									
COLLAR									
Comprar CAP - ref. Euribor	EUR	120	511	571	331	0	95	1.627	11
Venta Floor - ref. Euribor	EUR	4,5%	4,6%	4,7%	4,8%	0,0%	8,0%		
	EUR	3,0%	3,1%	2,9%	3,5%	0,0%	5,1%		
CAP		114	1.058	0	0	0	0	1.172	0
Comprar CAP - ref. Euribor	EUR	7,6%	5,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
TOTAL		4.104	1.739	2.445	2.128	719	4.323	15.458	141

		Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/00
DERIV. SENSIBILIDAD TIPOS DE CAMBIO		2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	Subsiguientes	Total	
SWAP en divisas									
De fijo a variable		0	0	0	21	0	0	21	(0)
Margen recibido - ref. Euribor	CHF	0,0%	0,0%	0,0%	6,4%	0,0%	0,0%		
Margen pagado - ref. Libor	CHF	0,0%	0,0%	0,0%	3,8%	0,0%	0,0%		
De variable a variable		28						28	(0)
Margen recibido - ref. USD	BRA	-1,5%							
Margen pagado - ref. CDI	BRA	-3,5%							
De fijo a variable		19						19	1
Margen recibido.	BRA	3,9%							
Margen pagado - ref. CDI	BRA	3,7%							
De variable a variable		20						20	(0)
Margen recibido - ref. USD	USD	3,3%							
Margen pagado - ref. USD	USD	4,1%							
De variable a fijo		34						34	0
Tipo fijo pagado	USD	5,1%							
Margen recibido - ref. Libor	USD	0,2%							
De fijo a variable				537				537	14
Tipo fijo recibido	USD			5,9%					
Margen pagado - ref. Libor	USD			0,0%					
De variable a fijo		0	0	97	0	0	0	97	0
Tipo fijo pagado	JPY	0,0%	0,0%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%		
Margen recibido - ref. Euribor	EURO	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
De fijo a variable		72						72	5
Margen pagado - Ref. Euribor	EURO	-0,1%							
Tipo fijo recibido	JPY	5,0%							
De variable a variable		0	0	0	0	298	0	298	21
Margen recibido - ref. Euribor	EUR					0,3%			
Margen pagado - ref. Euribor	USD					0,3%			
De variable a variable				102				102	(8)
Margen recibido - ref. Euribor	JPY			2,7%					
Margen pagado - ref. Euribor	USD			3,2%					
De fijo a variable				13			319	332	64
Tipo fijo recibido	USD			5,2%			6,0%		
Margen pagado - Ref. Euribor	EUR			0,0%			0,1%		
De variable a variable		335	69					405	(6)
Margen recibido - ref. Euribor	USD		0,1%						
Margen pagado - ref. Euribor	EUR		-0,2%						
De fijo a variable					28			28	1
Tipo fijo recibido	CZK				6,3%				
Margen pagado - ref Euribor	EUR				0,1%				
De variable a variable		505						505	(17)
Margen recibido	GBP								
Margen pagado	EUR								
De variable a variable		85						85	(7)
Margen recibido	JPY								
Margen pagado	EURO								
De variable a variable		8						8	0
Margen recibido	CHF								
Margen pagado	EURO								
De variable a variable		13						13	(0)
Margen recibido	AUD								
Margen pagado	EURO								
Forward Divisas									
Forward	USD/CLP	1.518	0	0	0	0	0	1.518	(3)
TOTAL		2.638	69	750	48	298	319	4.122	65

Ajuste CCS		Fechas de Vencimiento (Millones de Euros)							Valor Equitativo 31/12/00
		2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	Subsiguientes	Total	
SWAP en divisas									
De fijo a variable		72						72	5
Margen pagado - Ref. Euribor	EURO	-0,1%							
Tipo fijo recibido	JPY	5,0%							
De fijo a variable				13			319	332	64
Tipo fijo recibido	USD			5,2%			6,0%		
Margen pagado - Ref. Euribor	EUR			0,0%			0,1%		
De variable a variable		335	69					405	(6)
Margen recibido - ref. Euribor	USD		0,1%						
Margen pagado - ref. Euribor	EUR		-0,2%						
De fijo a variable					28			28	1
Tipo fijo recibido	CZK				6,3%				
Margen pagado - ref Euribor	EUR				0,1%				
De variable a variable		505						505	(17)
Margen recibido	GBP								
Margen pagado	EUR								
De variable a variable		85						85	(7)
Margen recibido	JPY								
Margen pagado	EURO								
De variable a variable		8						8	0
Margen recibido	CHF								
Margen pagado	EURO								
De variable a variable		13						13	(0)
Margen recibido	AUD								
Margen pagado	EURO								
TOTAL		1.019	69	13	28	0	319	1.448	41