

D. José Luis Palomo Álvarez, con D.N.I. número 51.316.595 F y domicilio profesional en Madrid, calle Ribera del Loira, nº 60, en nombre de ENDESA, S.A.,

En relación con el denominado “Documento de Registro de Acciones” de ENDESA, S.A., y ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores,

CERTIFICA:

1. Que el contenido del CD ROM adjunto se corresponde con el contenido del Documento de Registro de Acciones presentado a la Comisión Nacional del Mercado de Valores que ha sido verificado el 7 de julio de 2005.
2. Que se autoriza a la Comisión Nacional del Mercado de Valores a la difusión del CD ROM en su página web.

Y para que así conste, se expide el presente certificado, en Madrid a 7 de julio de 2005.

ENDESA, S.A.

# **Endesa, S.A.**

## ***Documento de Registro de Acciones***

**Anexo I del Reglamento (CE) nº 809/2004  
de la Comisión de 29 de abril de 2004**

## **INDICE**

### **1. PERSONAS RESPONSABLES**

### **2. AUDITORES DE CUENTAS**

### **3. INFORMACION FINANCIERAS SELECCIONADA**

3.1. Información financiera seleccionada relativa al emisor

3.2. Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios

### **4. FACTORES DE RIESGO**

### **5. INFORMACION SOBRE EL EMISOR**

5.1. Historial y evolución del emisor

5.2. Inversiones

### **6. DESCRIPCION DE LA EMPRESA**

6.1. Actividades principales

6.2. Mercados principales

### **7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA**

7.1. Si el emisor es parte de un grupo, una breve descripción del grupo y la posición del emisor en el grupo

7.2. Lista de las filiales significativas del emisor, incluido el nombre, el país de constitución o residencia, la proporción de interés de propiedad y, si es diferente, su proporción de derechos de voto

### **8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO**

8.1. Información relativa a todo inmovilizado material tangible existente o previsto, incluidas las propiedades arrendadas, y cualquier gravamen importante al efecto

8.2. Descripción de cualquier aspecto medioambiental que pueda afectar al uso por el emisor del inmovilizado material tangible

### **9. ESTUDIO Y PERSPECTIVAS OPERATIVAS Y FINANCIERAS**

9.1. Situación financiera

9.2. Resultados de explotación

### **10. RECURSOS DE CAPITAL**

10.1. Información relativa a los recursos de capital del emisor (a corto y largo plazo)

10.2. Explicación de las fuentes y cantidades y descripción narrativa de los flujos de tesorería del emisor

10.3. Información sobre los requisitos de préstamo y la estructura de financiación del emisor

10.4. Información relativa a cualquier restricción sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, haya afectado o pudiera afectar de manera importante a las operaciones del emisor

10.5. Información relativa a las fuentes previstas de fondos necesarias para cumplir los compromisos mencionados en 5.2.3. y 8.1.

## **11. INVESTIGACION Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS**

## **12. INFORMACION SOBRE TENDENCIAS**

12.1. Tendencias recientes más significativas de la producción, ventas e inventario, y costes y precios de venta desde el fin del ejercicio anterior hasta la fecha del documento de registro

12.2. Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbres, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor

## **13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS**

## **14. ORGANOS ADMINISTRATIVO, DE GESTION Y DE SUPERVISION, Y ALTOS DIRECTIVOS**

14.1. General

14.2. Conflictos de intereses de los órganos administrativo, de gestión y supervisión, y altos directivos

## **15. REMUNERACION Y BENEFICIOS**

En relación con el último ejercicio completo, para las personas mencionadas en a) y d) del primer párrafo del punto 14.1.:

15.1. Importe de la remuneración pagada al Consejo de Administración y Alta Dirección

15.2. Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares

## **16. PRACTICAS DE GESTION**

16.1. Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo

16.2. Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa

16.3. Información sobre el comité de auditoría y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno

16.4. Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobierno corporativo de su país de constitución.

## **17. EMPLEADOS**

17.1. General

17.2. Acciones y opciones de compra de acciones

17.3. Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor

## **18. ACCIONISTAS PRINCIPALES**

18.1. En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativo, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable, según el derecho nacional del

emisor, en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas

18.2. Explicación de si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto

18.3. El control del emisor

18.4. Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor

## **19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS**

## **20. INFORMACION FINANCIERA RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICION FINANCIERA Y PERDIDAS Y BENEFICIOS**

20.1. Información financiera histórica

20.2. Información financiera proforma

20.3. Estados financieros

20.4. Auditoría de la información financiera histórica individual

20.5. Edad de la información financiera más reciente

20.6. Información intermedia y demás información financiera

20.7. Política de dividendos

20.8. Procedimientos judiciales y de arbitraje

20.9. Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor

## **21. INFORMACION ADICIONAL**

21.1. Capital Social

21.2. Estatutos y escritura de constitución

## **22. CONTRATOS IMPORTANTES**

## **23. INFORMACION DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERES**

## **24. DOCUMENTOS PRESENTADOS**

Declaración de que, en caso necesario, pueden inspeccionarse los siguientes documentos (o copias de los mismos) durante el período de validez del documento de registro:

- a) los estatutos y la escritura de constitución del emisor;
- b) todos los informes, cartas, y otros documentos, información financiera histórica, evaluaciones y declaraciones elaboradas por cualquier experto a petición del emisor, que estén incluidos en parte o mencionados en el documento de registro;
- c) la información financiera histórica del emisor o, en el caso de un grupo, la información financiera histórica del emisor y sus filiales para cada uno de los dos ejercicios anteriores a la publicación del documento de registro.

Indicación de dónde pueden examinarse los documentos presentados, por medios físicos o electrónicos

**25. INFORMACION SOBRE CARTERAS**

Información relativa a las empresas en las que el emisor posee una proporción del capital que puede tener un efecto significativo en la evaluación de sus propios activos y pasivos, posición financiera o pérdidas y ganancias

## FACTORES DE RIESGO LIGADOS AL EMISOR

Se revelarán de manera prominente en una sección titulada "Factores de riesgo", los factores de riesgo específicos del emisor o de su sector de actividad.

La actividad del Grupo ENDESA se lleva a cabo en un entorno en el que existen factores exógenos que pueden influir en la evolución de sus operaciones y de sus resultados económicos. Los principales riesgos que pueden afectar las operaciones de ENDESA, son los siguientes:

### **Riesgos relacionados con nuestras actividades y sector.**

***Nuestras operaciones están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellos podría afectar negativamente a nuestras actividades, situación económica y resultado de las operaciones.***

Nuestras filiales operativas están sujetas a una amplia normativa sobre las tarifas y otros aspectos de sus actividades en España y en cada uno de los países en los que actúan. Si bien pensamos que cumplimos sustancialmente con todas las leyes y normas vigentes, estamos sujetos a un complejo entramado de leyes y normas que tanto los organismos públicos como privados tratarán de aplicar. La introducción de nuevas leyes o normas o modificaciones a las leyes o normas vigentes podrían afectar negativamente a nuestras actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

En particular merece destacarse el hecho de que la Administración española haya encargado a un experto independiente la elaboración de un Libro Blanco sobre la generación de electricidad, que debería estar concluido para el segundo semestre de 2005 y cuyas conclusiones podrían servir de base para la adopción de nuevas medidas relativas al marco regulador del sector eléctrico en España.

Por otro lado, el Real Decreto 1747/2003, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, precisa ser desarrollado por la Administración española por lo que hasta que tal desarrollo se produzca subsiste cierto grado de incertidumbre respecto de los sistemas.

***Nuestras operaciones están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental, y las modificaciones que se introduzcan en ellos podría afectar negativamente a nuestras actividades, situación económica y al resultado de las operaciones.***

Tanto nosotros como nuestras filiales operativas, estamos sujetos a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige que llevemos a cabo estudios de impacto medioambiental para los proyectos futuros, que obtengamos licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y cumplamos con todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, no podemos garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto; o
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten nuestros gastos de cumplimiento o se vean afectadas nuestras operaciones, plantas o planes para las empresas en las que hemos invertido.

En los últimos años se han endurecido determinados requisitos legales sobre medioambiente en España y la Unión Europea. Aunque hemos realizado las inversiones oportunas para observar tales legislaciones, su aplicación y evolución futura podrían afectar negativamente a nuestras actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

El pasado día 21 de enero de 2005 se ha publicado el Real Decreto 60/2005, por el que se modifica el Real Decreto 1866/2004, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, 2005-2007. De este modo el Consejo de Ministros ha aprobado la asignación final de derechos individualizada para las 957 instalaciones amparadas por el Real

Decreto-Ley 5/2004 de Comercio de Emisiones, así como los ajustes técnicos requeridos en el Real Decreto 1866/2004, del Plan Nacional de Asignación de Derechos. Así, hemos de cumplir con los requisitos impuestos conforme al Plan Nacional de Asignación aprobado por lo que los resultados de nuestras operaciones podrían quedar afectados bien por el precio de los derechos de emisión bien por la insuficiencia de éstos en el mercado. A título orientativo, la cotización de los derechos de emisión se sitúa en 28,7 euros por tonelada de CO<sub>2</sub> el día 6 de julio de 2005. Para ENDESA, el efecto neto de los ingresos y gastos contabilizados en el primer trimestre de 2005 por la necesidad de cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> ha ascendido a 25 millones de euros. Este efecto corresponde al déficit de derechos estimado en el mismo, que ha sido de 2,2 millones de toneladas.

***Una cantidad considerable de la energía que producimos en determinados mercados está sujeta a fuerzas de mercado que pueden afectar al precio y a la cantidad de energía que vendemos.***

Estamos expuestos a los riesgos de precio de mercado para la compra del combustible (incluidos fuel-gas, carbón y gas natural) empleado para generar electricidad y la venta de una parte de la electricidad que generamos. Hemos suscrito contratos de suministro a largo plazo al objeto de garantizar un suministro seguro de combustible para nuestras actividades de generación de energía en España. Tenemos firmados ciertos contratos de suministro de gas natural que incluyen cláusulas "take or pay". Estos contratos se han establecido considerando unas hipótesis razonables de nuestras necesidades futuras. Desviaciones muy significativas de las hipótesis contempladas podrían llegar a suponer el tener que realizar compras de combustibles superiores a las necesidades.

Puesto que los precios previstos en esos contratos no son fijos, ENDESA realiza una gestión activa del riesgo de precio de mercado sobre plazos considerados adecuados si bien no se puede garantizar que tal gestión eliminará todos los riesgos de precio de mercado relativos a nuestras necesidades de combustible.

***Los déficit de tarifas podrían afectar negativamente a los resultados de nuestras operaciones.***

Según la normativa española, tenemos derecho a percibir una compensación parcial de los costes en los que incurramos como consecuencia de la transición a un sector eléctrico totalmente liberalizado en España ("costes de transición a la competencia" o CTC). Como consecuencia de la modificación de la normativa española en 2001, los CTC son reembolsables fundamentalmente en virtud de lo que denominamos "sistema de diferencias". De acuerdo con el sistema de diferencias, tenemos derecho a percibir en concepto de CTC nuestra parte correspondiente de la diferencia positiva entre (i) el importe total de las tarifas de electricidad facturadas a los clientes finales y (ii) un conjunto de costes relacionados con la generación, transmisión y distribución de electricidad, como el coste total de la electricidad comprada por las distribuidoras al mercado mayorista ("pool"), los gastos de transmisión y de distribución, que indique el gobierno español con carácter anual.

La capacidad de ENDESA de recuperar el importe de CTC's reconocidos dependerá de la evolución de los costes del sector, de la demanda de electricidad y de la política tarifaria del Gobierno en los próximos años. Tal y como se están desarrollando estas variables en 2005, no se espera en que este ejercicio los ingresos regulados del sector cubran sus costes por lo que no se prevé que se produzca recuperación de CTC's.

De acuerdo al Real Decreto-Ley 5/2005, en el supuesto de que el conjunto de costes del sistema eléctrico, conforme al cálculo de la Administración española para un año concreto, superase el importe total de las tarifas de electricidad facturadas a los clientes finales, ciertas sociedades, entre las que se encuentra ENDESA, vienen obligadas a financiar dicho déficit abonando una cuota, fijada regulatoriamente, de la diferencia entre (i) ese conjunto de costes y (ii) el importe total de las tarifas de electricidad facturadas a los clientes finales ("déficit de tarifas").

En el primer trimestre de 2005 los ingresos regulados no han sido suficientes para cubrir los costes del sistema, por lo que se ha generado un déficit estimado en 629 millones de euros, de los que ENDESA debe aportar 278 millones de euros. A la fecha de registro del presente



Documento de Registro de Acciones, no se tiene certeza sobre la evolución de dicha partida, que pudiera incrementarse en el resto del año.

La existencia del déficit de tarifas es debida a que determinados gastos incluidos en el conjunto de costes, sobre todo los costes de la energía comprada al mercado mayorista, se determinan en un mercado en competencia mientras que es la Administración la que fija las tarifas de electricidad. Considerando tanto la naturaleza jurídica y los antecedentes de esta financiación como los criterios jurisprudenciales, ENDESA tiene derecho a la completa recuperación de las cantidades financiadas, si bien es preciso que el Gobierno establezca un procedimiento concreto para su devolución.

***Nuestra actividad puede resultar afectada por las condiciones hidrológicas.***

Nuestras operaciones incluyen la generación hidroeléctrica y, por tanto, dependemos de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican nuestras instalaciones de generación hidroeléctrica. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en nuestra actividad de generación hidroeléctrica, nuestros resultados podrían verse adversamente afectados. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por las condiciones atmosféricas tales como las temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio. Según los datos disponibles a la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones, durante 2005 la generación peninsular en España ha sido afectada por la baja hidráulica. La estructura de producción peninsular en régimen ordinario de ENDESA entre el primer trimestre de 2004 y de 2005 refleja una caída de la generación nuclear e hidráulica del 13,8%, y un aumento del 15,5% en la de carbón, fuelóleo y ciclos combinados. La baja hidráulica y los costes de los combustibles, han dado lugar a precios elevados en el "pool" de generación. En términos absolutos, el ingreso medio del "pool" del primer trimestre de 2005, incluyendo la garantía de potencia, ha sido de 54,5 euros por MWh, frente a los 31,3 MWh por MWh del primer trimestre de 2004.

***Nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones pueden resultar adversamente afectados si no gestionamos eficazmente nuestra exposición al riesgo del tipo de interés y el tipo de cambio de divisas.***

Estamos expuestos a distintos tipos de riesgos de mercado en el desarrollo habitual de nuestra actividad, incluido el impacto de los cambios en los tipos de interés y las fluctuaciones del tipo de cambio de las divisas extranjeras, por lo que realizamos una gestión activa de estos riesgos para evitar que tengan un impacto significativo en nuestros resultados. Sin embargo, nuestras estrategias de gestión del riesgo pueden no ser plenamente eficaces a la hora de limitar nuestra exposición a cambios en los tipos de interés y los tipos de cambio de divisas extranjeras, lo que podría afectar adversamente a nuestra situación financiera y los resultados.

***La construcción de nuevas instalaciones puede verse negativamente afectada por factores generalmente asociados con este tipo de proyectos.***

La construcción de instalaciones de generación, transmisión y distribución de energía puede exigir mucho tiempo y ser bastante complicada. En relación con el desarrollo de dichas instalaciones, generalmente debemos obtener permisos y autorizaciones del Gobierno, adquirir terrenos o firmar contratos de arrendamiento, suscribir contratos de abastecimiento de equipos y construcción, de explotación y mantenimiento, de suministro de combustible y de transporte, acuerdos de consumo y financiación suficiente de patrimonio y deuda. Entre los factores que pueden influir en nuestra capacidad para construir nuevas instalaciones cabe citar, entre otros:

- Demoras en la obtención de aprobaciones normativas, incluidos los permisos medioambientales;
- Reducciones o variaciones en el precio de los equipos, materiales o mano de obra;
- Oposición de grupos políticos o étnicos;
- Cambios adversos en el entorno político y normativo en los países donde operamos nosotros y nuestras filiales;
- Condiciones meteorológicas adversas que pueden retrasar la finalización de plantas o subestaciones de energía, o catástrofes naturales, accidentes y demás sucesos imprevistos;
- La incapacidad para obtener financiación a los tipos que son satisfactorios para nosotros.

Cualquiera de estos factores puede provocar demoras en la finalización o inicio de las operaciones de nuestros proyectos de construcción, y puede incrementar el coste de los proyectos previstos. Si somos incapaces de completar los proyectos previstos, los costes derivados de los mismos podrían no ser recuperables.

***Podríamos incurrir en responsabilidad medioambiental o de otro tipo en relación con nuestras operaciones.***

Nos enfrentamos a riesgos medioambientales inherentes a nuestras operaciones incluidos los derivados de la gestión de residuos, vertidos y emisiones de nuestras unidades de producción eléctrica, particularmente las centrales nucleares. Así pues, podemos ser objeto de reclamaciones por daños medioambientales o de otro tipo en relación con nuestras instalaciones de generación, distribución y transmisión de energía, así como nuestras actividades de extracción de carbón.

Asimismo, estamos sujetos a riesgos derivados de la explotación de centrales nucleares y el almacenamiento y manipulación de materiales de escaso nivel de radioactividad. La legislación y los reglamentos españoles limitan la responsabilidad de los operadores de centrales nucleares en caso de accidente. Dichos límites son coherentes con los tratados internacionales ratificados por España. La legislación española dispone que el operador de las instalaciones nucleares sea responsable por un máximo de 150,3 millones de euros como resultado de las reclamaciones relativas a un único accidente nuclear. Nuestra posible responsabilidad en relación con nuestra participación en centrales nucleares queda totalmente cubierta por el seguro de responsabilidad de hasta 150,3 millones de euros. Nuestra posible responsabilidad en relación con la contaminación u otros años a terceros o sus bienes se ha asegurado similarmente en hasta 150 millones de euros. Si se nos demandara por daños al medio ambiente o de otro tipo en relación con nuestras operaciones (salvo las centrales nucleares) por sumas superiores a la cobertura de nuestro seguro, nuestra actividad, situación financiera o el resultado de nuestras operaciones podrían resultar adversamente afectados.

***La liberalización del sector eléctrico en la Unión Europea podría provocar una mayor competencia y un descenso de los precios.***

La liberalización del sector de la electricidad en la Unión Europea (incluidos los países en los que tenemos presencia, como España, Italia, Francia y Portugal) ha provocado una mayor competencia como resultado de la consolidación y la entrada de nuevos participantes en los mercados comunitarios de la electricidad, incluido el español. La liberalización del sector de la electricidad en la Unión Europea ha provocado asimismo una reducción en el precio de la electricidad en algunos segmentos del mercado como resultado de la entrada de nuevos competidores y proveedores extranjeros de energía, así como el establecimiento de bolsas europeas de electricidad, que desencadenó una mayor liquidez en los mercados de la electricidad. Esta liberalización del mercado eléctrico conlleva que diversas áreas de negocio de ENDESA se desarrollen en un entorno incrementalmente competitivo. Si ENDESA no pudiese adaptarse y gestionar adecuadamente este mercado competitivo, nuestra actividad, situación financiera o el resultado de nuestras operaciones podrían resultar adversamente afectados.

**Riesgos relativos a nuestras operaciones en Latinoamérica.**

***Nuestras subsidiarias latinoamericanas están expuestas a una serie de riesgos, como crisis económicas y riesgos políticos.***

Nuestras operaciones en América Latina se ven expuestas a diversos riesgos inherentes a la inversión y realización de trabajos en esa zona, incluidos los riesgos relacionados con los siguientes aspectos:

- Cambios en las normativas y políticas administrativas del gobierno;
- Imposición de restricciones monetarias y otras restricciones al movimiento de capitales;
- Cambios en el entorno mercantil o político en el que trabajamos;
- Crisis económicas, inestabilidad política y disturbios sociales que afecten a las operaciones;
- expropiación pública de activos; y
- Fluctuaciones de los tipos de cambio de divisas.

Además, los ingresos derivados de nuestras subsidiarias latinoamericanas, su valor de mercado y los dividendos recaudados de tales subsidiarias están expuestos a los riesgos propios del país en que operan, que pueden afectar negativamente a la demanda, el consumo y los tipos de cambio de divisas.

Por ejemplo, en años anteriores la situación económica y los resultados de las operaciones de nuestras filiales argentinas se han visto afectados en gran medida por el clima político y financiero reinante en Argentina.

La situación política y macroeconómica de Argentina originó la anulación, por vía legislativa, de ciertas disposiciones del contrato de concesión de Edesur en virtud de las cuales se le autorizaba a vincular sus tarifas de distribución al dólar y en las que se preveían determinados mecanismos de indexación de precios, e hizo que se denominasen en pesos todos los contratos negociados en el ámbito privado y los precios al contado del mercado energético.

No podemos predecir la forma en que afectaría cualquier empeoramiento futuro de la situación política y económica de Latinoamérica, o cualquier otro cambio en la legislación o normativa en los países latinoamericanos en que operamos, incluida toda modificación de la legislación vigente o de cualquier otro marco regulador, a nuestras filiales o sus actividades, situación económica o resultados de sus operaciones.

***El déficit del sector eléctrico en Argentina pudiera impactar al negocio de interconexión entre Argentina y Brasil.***

Como consecuencia del fuerte incremento de demanda de gas natural y electricidad en Argentina, y de la falta de inversión en producción y generación de gas natural, la actividad generadora eléctrica argentina está operando en unas condiciones muy ajustadas y pudiera ser incapaz de satisfacer su demanda interna y tener dificultades adicionales en exportar electricidad a Brasil. El gobierno argentino ha adoptado medidas con la intención de asegurar la demanda interna. Nuestra filial generadora, Costanera, no está autorizada actualmente a exportar electricidad producida con gas natural, ni a comprar energía en el mercado mayorista para poder satisfacer sus contratos de exportación. Por estas razones, la capacidad eléctrica y los contratos de energía que unen la generación argentina, incluyendo a Costanera, con CIEN, nuestra filial de transmisión que posee una línea de interconexión entre Argentina y Brasil, puede verse adversamente afectada. Si las condiciones hidráulicas en el sur de Brasil no mejoran, o si las autoridades argentinas no suavizan las recientes restricciones a la exportación de electricidad a Brasil, CIEN y Costanera pudieran encontrar un riesgo de incumplimiento, el cual conllevaría efectos adversos para nuestras filiales.

***La crisis en el sector de gas natural en Argentina ha incrementado la vulnerabilidad del sector eléctrico en Chile.***

En Argentina, el bajo precio impuesto por los reguladores sobre el gas natural ha afectado directamente a la producción e inversión en campos de gas, lo cual ha impactado consecuentemente en la disponibilidad, a medio y largo plazo, de este combustible en Chile. La escasez de gas natural pudiera forzar a las empresas generadoras, incluidas las nuestras, a usar combustibles más caros, incrementando sustancialmente los costes de producción. La fuerte demanda de electricidad en la región central de Chile, la cual creció un 7,9% en 2004 y la cual se espera que siga creciendo significativamente en un futuro cercano, combinado con un bajo nivel de inversión en el sector eléctrico, hace que el sector eléctrico chileno esté especialmente expuesto a los efectos adversos de la crisis argentina de gas natural.

En la región central de Chile, nuestras plantas térmicas de San Isidro y Taltal usan gas natural para la generación térmica y tienen contratos con cláusulas take-or-pay con suministradores argentinos. El 26 de marzo de 2004, el gobierno argentino anunció una resolución permitiendo a las autoridades a suspender parcialmente las exportaciones de gas natural y dando al Presidente de Argentina el poder de suspender temporalmente los contratos a largo plazo de suministro de los exportadores argentinos. Desde esa fecha, Argentina ha reducido significativamente sus exportaciones de gas natural a Chile. Como consecuencia, el sector eléctrico chileno es más vulnerable que en el pasado.

**Otros riesgos.*****Somos parte en procedimientos judiciales y arbitrajes que podrían afectarnos.***

Somos parte de diversos procedimientos legales relacionados con nuestro negocio, incluyendo contenciosos de naturaleza tributaria y regulatoria (véase Apartado 20.8. Procedimientos judiciales y de arbitraje). También estamos siendo objeto de inspecciones y comprobaciones de carácter tributario que pueden ampliarse en el futuro. Si bien creemos que se han dotado las provisiones adecuadas a la vista de nuestras contingencias legales a 31 de diciembre de 2004, no podemos asegurar que tendremos éxito en todos los procedimientos ni que una decisión adversa no pueda significativa y adversamente afectar nuestra actividad, situación financiera o al resultado de nuestras operaciones.

***ENDESA debe adaptarse a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) lo que puede modificar la presentación de nuestra información financiera consolidada.***

En el año 2004, ENDESA preparó sus estados financieros de acuerdo a la normativa contable española si bien bajo la normativa aplicable en la Unión Europea todas las compañías europeas cotizadas deben de aplicar desde el 1 de enero de 2005 las Internacionales de Información Financiera (NIIF) para la preparación de los estados financieros consolidados.

La aplicación de estas normas a nuestros estados financieros consolidados implicará un cambio en la presentación de nuestra información financiera, ya que aquellos incluirán más elementos así como información adicional. Además, se modificará la valoración de determinadas partidas. En cuanto a lo primero, en estos momentos no es posible determinar el impacto exacto que conllevará esta nueva normativa comparada con la normativa contable española puesto que la información financiera podría quedar afectada por nuevas interpretaciones por el Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) o interpretaciones no refrendadas por la Unión Europea antes de la preparación de nuestros estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2005. En cuanto a lo último, hemos realizado un análisis preliminar sobre cómo podrá afectar la aplicación de las NIIF a nuestra situación económica y resultados de las operaciones. Tal análisis está detallado en el Apartado 20 de este documento.

***Ciertas circunstancias incluidas en este documento pueden no materializarse.***

Si bien el emisor opta por no incluir una previsión o una estimación de beneficios, en este documento se han mencionado o reflejado ciertos aspectos o circunstancias relacionados con:

- La previsión de inversiones y desinversiones incluida en nuestro plan estratégico 2005-2009;
- Las circunstancias que afectan a nuestra actividad, situación financiera o resultados de explotación, incluidas las circunstancias del mercado en el sector de la energía en España y el impacto de la normativa en el sector de la energía;
- Supervisión y regulación del sector de la electricidad en España, Europa y Latinoamérica;
- Nuestra exposición a diversos tipos de riesgos de mercado, como el de los tipos de interés y los tipos de cambio de divisas;
- Modificaciones en los tipos de cambio de divisas;
- Nuestra propuesta de pago de dividendos;
- El crecimiento macroeconómico y la inflación en Latinoamérica y el potencial de crecimiento de la zona en términos de capacidad y consumo de electricidad; y
- Oportunidades de expansión y posibles adquisiciones o enajenaciones futuras en mercados desarrollados y emergentes.

Estos aspectos o circunstancias están sujetas a una serie de riesgos e incertidumbres, incluidos a modo de ejemplo:

- Incapacidad para acceder a los mercados de capital de renta variable o renta fija;
- Nuestra capacidad para encontrar compradores interesados que paguen precios aceptables por los activos que se van a enajenar;
- Un aumento en los tipos de interés del mercado;
- Cambios negativos en los tipos de cambio de divisas;

- Decisiones adversas por parte de los reguladores en la Unión Europea, España, Italia, Francia, Brasil, Chile, Argentina u otros países donde operamos;
- Condiciones macroeconómicas generales en los mercados donde generamos y distribuimos electricidad;
- Nuestra capacidad para implantar con éxito nuestro plan y los objetivos para nuestras filiales;
- El impacto de las fluctuaciones en los precios de los combustibles y la electricidad;
- Nuestra capacidad para mantener un suministro estable de combustible;
- Nuestra capacidad para gestionar los riesgos derivados de lo anterior; y
- Otros factores descritos en el documento incluidos, por ejemplo, en el Apartado 6. Descripción de la Empresa, en el Apartado 8. Propiedad, Instalaciones y Equipo, en el Apartado 9. Estudio y Perspectivas Operativas y Financieras, en el Apartado 12. Información sobre Tendencias y en el Apartado 20.8 Procedimientos judiciales y arbitrajes.

En consideración de los numerosos riesgos e incertidumbres, estas manifestaciones no constituyen garantías de que resultados futuros se materializarán. Sin perjuicio de lo prevenido en la normativa aplicable, ENDESA no asume obligación alguna de hacer público el resultado de cualquier revisión de las afirmaciones aquí contenidas incluyendo, sin carácter limitativo, las modificaciones al plan estratégico o las referidas a los planes de inversión, o las debidas a causas sobrevenidas.

## 1. PERSONAS RESPONSABLES

- 1.1. **Todas las personas responsables de la información que figura en el documento de registro y, según los casos, de ciertas partes del mismo, con, en el último caso, una indicación de las partes. En caso de personas físicas, incluidos los miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión del emisor, indicar el nombre y el cargo de la persona; en caso de personas jurídicas, indicar el nombre y domicilio social.**

D. José Luis Palomo Álvarez, mayor de edad, con NIF nº 51.316.595 F, en su condición de Director Corporativo Financiero y de Control de ENDESA, S.A. (en adelante "ENDESA" o "Sociedad Emisora"), con domicilio en Madrid, calle Ribera del Loira, 60, CIF: A-28/023430, asume, en nombre y representación de la misma la responsabilidad del presente Documento de Registro de Acciones en virtud de los poderes vigentes otorgados con fecha 5 de mayo de 2000 con el número 1.037 de protocolo e inscritos en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 26 de mayo de 2000, Tomo 14779, Folio 47, Sección 8ª, Hoja M-6405, Inscripción 838.

- 1.2. **Declaración de los responsables del documento de registro que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en el documento de registro es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido. En su caso, declaración de los responsables de determinadas partes del documento de registro que asegure que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, la información contenida en la parte del documento de registro del que sean responsables es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.**

D. José Luis Palomo Álvarez, en nombre y representación de ENDESA, S.A., en virtud de los poderes vigentes mencionados en el Apartado 1.1. anterior, declara que la información contenida en el presente Documento de Registro de Acciones es, según su conocimiento, conforme a los hechos y no incurre en ninguna omisión que pudiera afectar a su contenido.

## **2. AUDITORES DE CUENTAS**

### **2.1. Nombre y dirección de los auditores del emisor durante el período cubierto por la información financiera histórica (así como su afiliación a un colegio profesional).**

Las cuentas anuales consolidadas del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios 2002, 2003 y 2004 han sido auditadas con informe favorable sin salvedades por la firma Deloitte & Touche España, S.L., con domicilio en la Plaza Pablo Ruiz Picasso, s/n, 28020 Madrid, firma que figura inscrita en el Registro Oficial de Auditores de Cuentas (en adelante "ROAC") con el número de inscripción S0962, y están a disposición del público en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV").

Las cuentas anuales individuales de ENDESA, S.A. correspondientes a los ejercicios 2002, 2003 y 2004 han sido auditadas con informe favorable sin salvedades por la firma Deloitte & Touche España, S.L., con domicilio en la Plaza Pablo Ruiz Picasso, s/n, 28020 Madrid, firma que figura inscrita en el ROAC con el número de inscripción S0962, y están a disposición del público en la CNMV.

### **2.2. Si los auditores han renunciado, han sido apartados de sus funciones o no han sido redesignados durante el período cubierto por la información financiera histórica, deben revelarse los detalles si son importantes.**

Los auditores de la Sociedad no han renunciado, ni han sido apartados de sus funciones, durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004. Asimismo, los auditores de la Sociedad han sido redesignados anualmente durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004.

### 3. INFORMACION FINANCIERA SELECCIONADA

3.1. Información financiera histórica seleccionada relativa al emisor, que se presentará para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica, y cualquier período financiero intermedio subsiguiente, en la misma divisa que la información financiera. La información financiera histórica seleccionada debe proporcionar las cifras clave que resumen la situación financiera del emisor.

A continuación se detallan los principales datos de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA, correspondientes a los ejercicios económicos 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
Ingresos de Explotación	18.065	16.644	17.238
Gastos de Explotación	14.823	13.500	13.656
<b>Beneficio de Explotación</b>	<b>3.242</b>	<b>3.144</b>	<b>3.582</b>
Resultado de las Actividades Ordinarias	2.087	2.150	1.500
Resultado Consolidado Antes de Impuestos	2.233	2.427	1.571
Impuestos sobre Beneficios	400	550	437
Resultado Atribuido a la Minoría	454	565	(136)
<b>Resultado del Ejercicio</b>	<b>1.379</b>	<b>1.312</b>	<b>1.270</b>
Beneficio por Acción (Euros)	1,30	1,24	1,20

A continuación se detallan los principales epígrafes de los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
<b>ACTIVO</b>			
Inmovilizaciones Materiales	29.162	26.962	27.741
Inmovilizaciones Financieras	5.584	6.159	7.451
Fondo de Comercio de Consolidación	4.413	4.584	4.970
Gastos a Distribuir en Varios Ejercicios	667	677	538
Activo Circulante	7.822	7.108	6.876
<b>Total Activo</b>	<b>48.031</b>	<b>46.047</b>	<b>48.176</b>
<b>PASIVO</b>			
Fondos Propios	9.477	8.801	8.043
Socios Externos	5.711	4.945	3.175
Provisiones para Riesgos y Gastos	4.369	4.502	4.221
Acreedores a Largo Plazo	17.558	17.582	19.786
Acreedores a Corto Plazo	8.755	8.692	11.582
<b>Total Pasivo</b>	<b>48.031</b>	<b>46.047</b>	<b>48.176</b>

Asimismo, el apartado 20.1 del presente Documento de Registro de Acciones recoge la información consolidada de ENDESA y su grupo de sociedades correspondiente a los ejercicios 2002, 2003 y 2004. La citada información ha sido obtenida de las cuentas anuales consolidadas de ENDESA, correspondientes a dichos períodos, y que han sido auditadas por Deloitte & Touche España, S.L.

3.2. Si se proporciona información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios, también se proporcionarán datos comparativos del mismo período del ejercicio anterior, salvo que el requisito para la información comparativa del balance se satisfaga presentando la información del balance final del ejercicio.



Con excepción a lo dispuesto en los apartados 12.1 y 20.6.1, con respecto al primer trimestre de 2005, el presente Documento de Registro de Acciones no recoge información financiera de ENDESA ni del Grupo correspondiente a ningún período distinto de aquellos cerrados los 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004.

En el primer trimestre de 2005, ENDESA ha adoptado los criterios contables establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF") para la elaboración de sus estados financieros. Para facilitar la comparación con los estados financieros del mismo período del ejercicio 2004, ENDESA ha realizado las modificaciones correspondientes en los mismos.

De acuerdo con la posibilidad establecida en la NIIF I sobre "Adopción por primera vez de las NIIF" en las cuentas 2004 no se aplican las NIC 32 y 39 (Instrumentos Financieros) que se aplican por primera vez en 2005.

A continuación se detallan los principales datos de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA conforme a NIIF, correspondientes al primer trimestre de 2004 y 2005 (datos no auditados) (cifras en millones de euros):

	Primer Trimestre de 2005	Primer Trimestre de 2004
Ingresos de Explotación	4.317	3.333
Gastos de Explotación	3.266	2.323
<b>Beneficio de Explotación</b>	<b>1.051</b>	<b>1.010</b>
Resultado Financiero	(221)	(270)
Resultado Consolidado Antes de Impuestos	968	771
Impuestos sobre Beneficios	265	209
Resultado Atribuido a la Minoría	143	121
<b>Resultado del Ejercicio de la Sociedad dominante</b>	<b>560</b>	<b>441</b>
Beneficio por Acción (Euros)	0,53	0,42

A continuación se detallan los principales epígrafes de los Balances Consolidados del Grupo ENDESA al 31 de marzo de 2005 y 1 de enero de 2005 conforme a NIIF (datos no auditados) (cifras en millones de euros):

	31 de Marzo de 2005	01 de Enero de 2005
<b>ACTIVO</b>		
Inmovilizaciones Materiales	29.099	28.947
Activo Intangible	709	323
Fondo de Comercio de Consolidación	3.544	3.556
Inmovilizaciones Financieras	3.996	3.510
Impuestos Diferidos	3.024	3.066
Activo Circulante	8.587	7.783
<b>Total Activo</b>	<b>48.959</b>	<b>47.185</b>
<b>PASIVO</b>		
Patrimonio Neto de la sociedad dominante	9.202	8.600
Patrimonio Neto de accionistas minoritarios	4.055	3.898
Provisiones para Riesgos y Gastos	4.354	4.394
Acreedores a Largo Plazo	24.042	23.644
Acreedores a Corto Plazo	7.306	6.649
<b>Total Pasivo</b>	<b>48.959</b>	<b>47.185</b>

#### **4. FACTORES DE RIESGO**

**Se revelarán de manera prominente en una sección titulada “Factores de riesgo”, los factores de riesgo específicos del emisor o de su sector de actividad.**

Véanse los factores de riesgo descritos en la introducción del presente Documento de Registro de Acciones.

## 5. INFORMACION SOBRE EL EMISOR

### 5.1. Historial y evolución del emisor.

#### 5.1.1. Nombre legal y comercial del emisor.

La denominación social de la Entidad Emisora es ENDESA, S.A.

La Compañía, que fue constituida el 18 de noviembre de 1944 con el nombre de Empresa Nacional de Electricidad, S.A., 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.

#### 5.1.2. Lugar de registro del emisor y número de registro.

La Compañía está inscrita en el Registro Mercantil de Madrid, Tomo 323, Folio 1, Hoja 6405.

#### 5.1.3. Fecha de constitución y período de actividad del emisor, si no son indefinidos.

La Compañía fue constituida el 18 de noviembre de 1944, mediante escritura pública otorgada ante el Notario de Madrid D. Rafael López de Haro y Moya.

#### 5.1.4. Domicilio y personalidad jurídica del emisor, legislación conforme a la cual opera, país de constitución, y dirección y número de teléfono de su domicilio social (o lugar principal de actividad empresarial si es diferente de su domicilio social).

ENDESA, S.A. tiene su domicilio social y oficinas principales en Madrid, calle Ribera del Loira, 60, con número de teléfono (34) 91-213-10-00, y su Código de Identificación Fiscal (CIF) es A-28/023430.

ENDESA, S.A. es una sociedad anónima española, 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 principal de ENDESA está regulada por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y su normativa de desarrollo.

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. De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo del 19 de julio de 2002, el Grupo está obligado a presentar sus cuentas consolidadas a partir del ejercicio 2005 de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que han sido adoptadas por la Unión Europea.

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.

#### 5.1.5. Acontecimientos importantes en el desarrollo de la actividad del emisor.

A continuación se muestra un detalle de los acontecimientos cronológicos más importantes en el desarrollo de la actividad de ENDESA:

Año	Acontecimiento
1944	▪ Creación de ENDESA el 18 de noviembre
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
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
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
1993	▪ Protocolo de intenciones de las compañías del Grupo sobre intercambio

	complementario de activos
1994	OPV de ENDESA por la que el Estado reduce su participación al 66,89% de las acciones
1996	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aumento de las participaciones en Fecsa y Sevillana hasta el 75% del capital</li> <li>▪ Firma del Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional a partir del 1 de enero de 1998</li> <li>▪ OPV de un 25% del capital de ENDESA</li> </ul>
1997	Adquisición del 31,9% del Grupo Enersis
1998	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ OPV del 33% del capital de ENDESA</li> <li>▪ Reducción del 8,19% del capital de ENDESA</li> </ul>
1999	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 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 28 de abril</li> <li>▪ ENDESA adquiere un 32% complementario de Enersis y se convierte en accionista de control del Grupo iberoamericano</li> <li>▪ Enersis adquiere un 35% de ENDESA Chile y se convierte en accionista de control</li> <li>▪ Constitución del holding de telecomunicaciones Auna, en el que la participación de ENDESA es del 27,8%</li> </ul>
2000	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"> <li>▪ Entrada en el capital de la sociedad francesa Snet</li> <li>▪ Adjudicación de la generadora italiana Elettrogen al consorcio liderado por ENDESA</li> <li>▪ Adjudicación de Viesgo a la empresa italiana Enel</li> </ul>
2003	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Venta de la red peninsular de transporte a REE</li> <li>▪ Ampliación de capital de Enersis</li> </ul>
2004	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aumento de la participación en ENDESA Italia hasta el 85%</li> <li>▪ Aumento de la participación en Snet hasta el 65%</li> </ul>

## 5.2. Inversiones.

### 5.2.1. Descripción (incluida la cantidad) de las principales inversiones del emisor por cada ejercicio para el período cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del documento de registro.

A continuación, se detallan las inversiones realizadas por ENDESA durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004 (cifras expresadas en millones de euros):

Inversión	2004	2003	2002
Inversiones materiales	2.565	2.182	2.372
Inversiones inmateriales	99	84	98
Inversiones financieras (*)	785	216	1.493
<b>TOTAL</b>	<b>3.449</b>	<b>2.482</b>	<b>3.963</b>

(\*) Incluye inversiones en sociedades participadas y créditos.

#### Inversiones Materiales

El desglose de las inversiones materiales realizadas en los ejercicios 2002, 2003 y 2004 es el siguiente (cifras en millones de euros):

2002	Total	Nacional	Europa	Latinoamérica	Otros
Generación	1.121	604	241	276	-
Distribución	1.060	658	-	402	-
Otros	191	88	4	32	67
<b>TOTAL</b>	<b>2.372</b>	<b>1.350</b>	<b>248</b>	<b>710</b>	<b>67</b>

2003	Total	Nacional	Europa	Latinoamérica	Otros
Generación	1.181	524	368	232	57
Distribución	909	704	-	205	-
Otros	92	69	1	18	4
<b>TOTAL</b>	<b>2.182</b>	<b>1.297</b>	<b>369</b>	<b>455</b>	<b>61</b>

2004	Total	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	Otros
Generación	1.116	706	242	168	-
Distribución	1.329	1.078	-	251	-
Otros	120	44	17	59	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.565</b>	<b>1.828</b>	<b>259</b>	<b>478</b>	<b>-</b>

El desglose de las inversiones materiales en generación correspondientes al negocio eléctrico de España y Portugal durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

Inversión material	2004	2003	2002
Hidráulicas	35	28	31
Térmicas	204	126	102
Nucleares	64	60	59
Ciclos combinados	212	301	399
Otras (*)	191	9	13
<b>TOTAL</b>	<b>706</b>	<b>524</b>	<b>604</b>

(\*) En 2003 incluye 180 millones de euros en renovables que en 2002 y 2003 se incluía en el epígrafe de Otros Negocios.

Las inversiones materiales en generación correspondientes al negocio eléctrico del resto de Europa durante los años 2002, 2003 y 2004 recogen principalmente el desarrollo de los proyectos de repowering por importe de 218 millones de euros, 349 millones de euros y 225 millones de euros respectivamente.

Por lo que respecta a Latinoamérica, las inversiones materiales en generación incluyen los avances en el proyecto Ralco (Chile) por importe de 131 millones de euros en 2002, 121 millones de euros en 2003 y 63 millones de euros en 2004, y en el proyecto Fortaleza (Brasil) por importe de 82 millones de euros en 2002, 64 millones de euros en 2003 y 12 millones de euros en 2004. Igualmente, es de destacar, dentro de las inversiones materiales en distribución del ejercicio 2002, la finalización de la segunda línea de Cien de interconexión entre Brasil y Argentina por importe de 175 millones de euros.

### Inversiones Financieras

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2002 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

2002	Total	Nacional	Latinoamérica	Europa	Otros
<b>Integración Global:</b>	<b>127</b>	-	-	<b>127</b>	-
ENDESA H. Italia	-	-	-	127	-
<b>Sociedades Participadas:</b>	<b>526</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>515</b>
Auna	432	-	-	-	432
Smartcom	57	-	-	-	57
Euskaltel	11	-	-	-	11
Otros	26	8	2	1	15
<b>Créditos</b>	<b>840</b>	<b>781</b>	<b>53</b>	-	<b>6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.493</b>	<b>789</b>	<b>55</b>	<b>128</b>	<b>521</b>

En el año 2002 se realizaron inversiones financieras por importe de 1.493 millones de euros que incluyen parte de la financiación del déficit de las actividades reguladas y las compensaciones adicionales a los sistemas extrapeninsulares por importe de 706 millones de euros a recuperar en un plazo superior a un año y que se consideran contablemente como una inversión financiera. Del resto de las inversiones financieras, destacan las ampliaciones de capital suscritas en Auna y Smartcom, por importe de 273 y 57 millones de euros, respectivamente, y la adquisición a Telecom Italia de un 2% adicional de Auna, por 159 millones de euros. La adquisición de participaciones en sociedades consolidadas corresponde en su totalidad a la compra de un 5,7% adicional en ENDESA Italia.

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2003 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

2003	Total	Nacional	Latinoamérica	Europa	Otros
<b>Integración Global:</b>	<b>19</b>	-	<b>19</b>	-	-
Pangue	15	-	15	-	-
Central Costanera	4	-	4	-	-
<b>Sociedades Participadas:</b>	<b>96</b>	<b>19</b>	-	<b>1</b>	<b>76</b>
Smartcom	49	-	-	-	49
D.C.Gas Extremadura	12	12	-	-	-
Otros	35	7	-	1	27
<b>Créditos</b>	<b>101</b>	<b>53</b>	<b>28</b>	<b>11</b>	<b>9</b>
Depósitos y Fianzas	35	35	-	-	-
Otros	66	18	28	11	9
<b>TOTAL</b>	<b>216</b>	<b>72</b>	<b>47</b>	<b>12</b>	<b>85</b>

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2004 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

2004	Total	España Y Portugal	Latinoamérica	Europa	Otros
<b>Sociedades Participadas:</b>	<b>652</b>	<b>36</b>	<b>2</b>	<b>165</b>	<b>449</b>
Auna	261	-	-	-	261
Smartcom.	187	-	-	-	187
Snet	121	-	-	121	-
Otros	83	36	1	44	1
<b>Créditos</b>	<b>133</b>	<b>89</b>	<b>31</b>	<b>13</b>	-
Depósitos y Fianzas	29	29	-	-	-
Otros	104	60	31	13	-
<b>TOTAL</b>	<b>785</b>	<b>125</b>	<b>33</b>	<b>178</b>	<b>449</b>

En el año 2004 se realizaron inversiones financieras por 785 millones de euros, entre las que destaca la adquisición de un 3% adicional en Auna por 261 millones de euros, la adquisición de un 35% adicional en Snet por 121 millones de euros, y la ampliación de capital de Smartcom por 187 millones de euros que se ha realizado mediante la conversión de préstamos ya concedidos, por lo que no se ha producido por esta causa salida adicional de fondos.

### 5.2.2. Descripción de las inversiones principales del emisor actualmente en curso, incluida la distribución de estas inversiones geográficamente (nacionales y en el extranjero) y el método de financiación (interno o externo).

A 31 de diciembre de 2004, el inmovilizado material en curso presenta el detalle que figura a continuación (cifras en millones de euros):

Inmovilizado Material en Curso	Importe
Instalaciones técnicas de energía eléctrica	2.210
Centrales hidráulicas	129
Centrales térmicas convencionales	220
Centrales nucleares	58
Centrales de ciclo combinado	700
Otras centrales alternativas	213
Instalaciones de transporte	125
Instalaciones de distribución	727
Despacho, maniob. Y centros de control de energía	30
Otras instalaciones de energía eléctrica	8
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otro inmovilizado	151
<b>TOTAL</b>	<b>2.361</b>

### 5.2.3. Información sobre las principales inversiones futuras del emisor sobre las cuales sus órganos de gestión hayan adoptado compromisos firmes.

A 31 de diciembre de 2004 las Sociedades del Grupo mantienen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 1.364 millones de euros, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

<b>Inversiones Comprometidas</b>	<b>Importe</b>
España y Portugal:	765
Generación	542
Distribución	223
Resto de Europa (1)	400
Latinoamérica (2)	199
<b>TOTAL</b>	<b>1.364</b>

(1) ENDESA Italia (373 millones de euros) y Snet (27 millones de euros).

(2) Costanera (90 millones de euros), Etevensa (74 millones de euros), Distrilima (15 millones de euros), Ampla (11 millones de euros) y Otros (9 millón de euros).

## 6. DESCRIPCION DE LA EMPRESA

### 6.1. Actividades principales.

#### 6.1.1. Descripción y factores clave relativos al carácter de las operaciones del emisor y de sus principales actividades, declarando las principales categorías de productos vendidos y/o servicios prestados en cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica; y

ENDESA, S.A. se constituyó el 18 de noviembre de 1944 y tiene su domicilio social en Madrid, calle Ribera del Loira número 60. su objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, la prestación de servicios de carácter industrial, y, en especial, los de telecomunicaciones, agua y gas, así como los que tengan carácter preparatorio o complementario de las actividades incluidas en el objeto social, y la gestión del grupo empresarial, constituido con las participaciones en otras sociedades. La sociedad desarrollará, en el ámbito nacional e internacional, las actividades que integran su objeto, bien directamente o mediante su participación en otras sociedades.

Como consecuencia de la separación de actividades eléctricas para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, la actividad de ENDESA, S.A. durante el año 2004 se ha centrado fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial.

El Grupo ENDESA realiza actividades de generación, transporte, distribución o venta de electricidad, de manera directa o a través de compañías participadas, en España, Portugal, Italia, Francia, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Brasil, República Dominicana, Marruecos, Polonia, Turquía, Alemania y Andorra. Además, tiene una presencia significativa en los mercados regulado y liberalizado de gas natural de España y de Portugal.

Esta dimensión como operador energético a escala internacional se completa con la presencia en otros servicios relacionados que complementan y aportan valor a su negocio principal, entre los que cabe destacar las participaciones que posee en los operadores de telecomunicaciones.

En el desarrollo de su actividad, la organización de ENDESA se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y servicios relacionados, y establece tres grandes líneas de negocio, basada cada una de ellas en un área geográfica bien definida:

- España y Portugal, que son gestionadas como un mercado integrado.
- Resto de Europa.
- Latinoamérica.

#### **España y Portugal**

En España, las centrales de ENDESA sumaban al cierre del ejercicio 2004 una potencia de 23.092 MW y produjeron en el conjunto del año 97.694 GWh. Por lo que se refiere a Portugal, la Compañía posee una participación del 35% en Tejo Energia, empresa propietaria de la central térmica Pego, de 600 MW de potencia, que en 2004 generó 4.428 GWh. Por lo tanto, si se añade a los datos de España los derivados de la participación en Tejo Energia, la potencia total instalada de ENDESA en el mercado ibérico asciende a 23.302 MW, y la generación total de electricidad en 2004 a 99.244 GWh.

Además, el volumen de energía suministrada a clientes finales a través de sus redes ascendió a 96.088 GWh en 2004, con una red de distribución de 289.360 Km y con una base de 11,2 millones de clientes de.

En cuanto a la comercialización de electricidad, en 2004 las ventas totales ascendieron a 96.731 GWh que se desglosan de la siguiente manera: 65.762 GWh en el mercado regulado español, 27.404 GWh en el mercado liberalizado español, 1.799 GWh en el mercado liberalizado portugués y 1.766 GWh por las ventas de ENDESA Energía en los mercados liberalizados de otros países europeos.



ENDESA posee también una presencia significativa en el mercado ibérico de gas natural. En España proporciona este servicio en los mercados regulado y liberalizado a un total de 422.821 usuarios, que suponen un consumo de 16.554 GWh de gas. En Portugal participa en las compañías Setgas y Portgas, que en 2004 suministraron más de 2.400 GWh en el mercado regulado a unos 236.000 usuarios. A estas ventas, hay que añadir el consumo de las propias instalaciones de generación eléctrica de la Compañía que utilizan gas natural, ciclos combinados en su mayoría, que en el año 2004 fue de 16.150 GWh.

### **Europa y norte de África**

A lo largo de los últimos años, ENDESA ha desarrollado una estrategia orientada a adquirir participaciones mayoritarias en empresas de generación existentes en esta zona, a fin de disponer de volúmenes significativos de energía y de un buen acceso al mercado, y a aprovechar las oportunidades derivadas de los procesos de liberalización que se han desarrollado o se están desarrollando en diversos países del área. Como resultado de esta estrategia, ENDESA ha alcanzado una posición en el negocio de generación en Italia y Francia, actividades de comercialización en los mercados liberalizados de éstos y otros países europeos, actuaciones en varios mercados mayoristas del continente, intercambios de electricidad con países vecinos y la participación en una de las principales instalaciones de generación de Marruecos.

En particular, su presencia en Italia y Francia se ha visto significativamente reforzada durante el año 2004, con la adquisición de participaciones adicionales a las que ya poseía en las compañías generadoras ENDESA Italia y Snet, respectivamente, que le aseguran el pleno control de la gestión de las mismas:

- ENDESA posee en la actualidad una participación de control del 80% en ENDESA Italia, si bien en 2004 ha consolidado el 85,335% del resultado de esta compañía generadora italiana, pues éste es el porcentaje que poseía en ella al cierre del ejercicio. Ese porcentaje de participación del 80% es el resultado de diversas operaciones realizadas desde que en 2001 un consorcio liderado por ENDESA se adjudicó la generadora italiana, que entonces se llamaba Elettrogen.
- El consorcio estaba integrado por ENDESA con un 45%, el Banco Santander Central Hispano (en adelante, "SCH") con un 40% y ASM Brescia con un 15%. En 2002, ENDESA compró al SCH un 5,7% adicional de la generadora y ésta cambió su denominación por el actual de ENDESA Italia. El 18 de junio de 2004 adquirió el 34,3% restante que este banco mantenía en la compañía italiana y, por último, el 1 de febrero de 2005 ha vendido a ASM Brescia un 5,3% de su participación total. Como consecuencia de todo ello, el capital de ENDESA Italia está actualmente repartido entre ENDESA, que posee un 80%, y ASM Brescia, que es propietaria del 20%.
- El 13 de septiembre de 2004, ENDESA formalizó la compra a Charbonnages de France (en adelante, "CdF") de un 35% adicional del capital social de la generadora Snet. Dado que en 2002 ya había adquirido un 30% del mismo, la participación de ENDESA en Snet tras esta operación se ha situado en un 65%, siendo los restantes accionistas CdF y EdF. De esta forma, ENDESA ha alcanzado el control de la gestión de la compañía y una presencia significativa en el mercado eléctrico francés, dando así cumplimiento a uno de los objetivos de su Plan Estratégico. El precio total de la operación, incluyendo los 450 millones de euros que ENDESA pagó por el 30% previamente adquirido, ha ascendido a 571 millones de euros.

A finales de 2004, las empresas europeas no ibéricas en las que ENDESA posee participaciones sumaban una potencia total de 9.294 MW, de los cuales 6.360 MW correspondían a ENDESA Italia y 2.934 MW a Snet. Por lo que se refiere a la producción total, alcanzó los 32.151 GWh, como resultado de los 20.875 GWh generados por ENDESA Italia y los 11.276 GWh de Snet en Francia, cifra que incluye los que corresponden a esta última compañía por las participaciones que posee en instalaciones en otros países.

En cuanto a las ventas totales a clientes con capacidad de elección de suministrador ascendieron a 19.066 GWh y se realizaron en Francia, Italia, Alemania y Andorra. De esta cifra

total, 11.942 GWh fueron vendidos a clientes elegibles por ENDESA Italia, 5.358 GWh por Snet y los 1.766 GWh restantes por ENDESA Energía.

### **Latinoamérica**

ENDESA es en la actualidad la primera multinacional eléctrica privada de América Latina. Es la principal compañía suministradora de electricidad en Chile, Argentina, Colombia y Perú, la tercera compañía eléctrica de Brasil y distribuye electricidad en cinco de los seis principales núcleos urbanos de la región (Buenos Aires, Bogotá, Santiago de Chile, Lima y Río de Janeiro). Además, tiene presencia en la República Dominicana y participa en el proyecto de interconexión eléctrica entre los seis países de Centroamérica (Siepac).

La estrategia de ENDESA en Latinoamérica ha estado orientada a conseguir una amplia plataforma de negocios capaz de aprovechar el gran potencial de crecimiento y rentabilidad que ofrece este mercado eléctrico. Para ello, ha adquirido participaciones de control en un amplio número de compañías de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, a fin de garantizar el control de su gestión y poder trasladar a ellas sus mejores prácticas empresariales y, en definitiva, ha realizado inversiones con clara voluntad de permanencia en un clima de colaboración con las autoridades nacionales y con los marcos regulatorios existentes.

La presencia de ENDESA en la región se materializa, por un lado, a través de las participaciones que posee como propietaria del 60,62% del capital del grupo latinoamericano Enersis y, por otro, de las que ha adquirido directamente en las compañías eléctricas de varios países de la zona:

<b><u>País</u></b>	<b>Activos Consolid. (%)</b>	<b>Compañías</b>	<b>Participación Control (%)</b>
Chile	40	-	-
		ENDESA Chile	59,98
		San Isidro	100,00
		Pangue	99,99
		Celta	100,00
		Pehuenche	92,65
Colombia	24	Chilectra	98,25
		-	-
		Betania	85,62
		Emgesa	57,14
Brasil	19	Codensa	57,13
		-	-
		Cachoeira	99,61
		Fortaleza	100,00
		Ampla	91,93
Perú	10	Cien	99,99
		Coelce	58,86
		-	-
		Edegel	63,56
		Etevensa	60,00
Argentina	7	Piura	60,00
		Edelnor	60,00
		-	-
		Central Costanera	64,27
		Hidroeléctrica Chocón	65,19
		Dock Sud	69,76
		Edesur	99,43
Tesa	100,00		
República Dominicana	-	CTM	100,00
		Cemsa	100,00
		-	-
		Cepm	40,00

En total, las empresas eléctricas participadas por ENDESA en Latinoamérica poseían 14.053 MW de potencia instalada al cierre de 2004. En el conjunto del mismo, se produjeron 55.106 GWh, con un incremento del 18,6% respecto de 2003, y vendieron 52.314 GWh, es decir, un 5,6% más que en 2003, a un total de 10,9 millones de clientes.

En mayo de 2005 ENDESA ha acordado reordenar sus participaciones en Brasil. A tal efecto, ha iniciado el proceso de constitución de una sociedad anónima holding domiciliada en Brasil, con la razón social de ENDESA BRASIL, S.A., a la que aportará las acciones que directamente posee en sociedades domiciliadas en ese país, junto con las participaciones que Enersis mantiene en el mismo. Una vez que las sociedades ENDESA Chile y Chilectra, ambas filiales de Enersis, decidan incorporarse al proceso, la composición accionarial del holding quedará, aproximadamente, como sigue: ENDESA Internacional (23,7%), Enersis (23,5%), ENDESA Chile (33,6%) y Chilectra (19,2%). Como consecuencia de ello, la participación consolidada de ENDESA en el holding que está en proceso de constitución será del 61%, lo que asegura su control.

Igualmente, ENDESA espera iniciar en Perú el proceso para proceder a la fusión de Edegel y Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla, S.A. ("Etevensa") al objeto de participar en una única compañía generadora en dicho país y beneficiarse de las sinergias que ello conllevaría. A la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones, dicho proyecto se encuentra pendiente de aprobación. No obstante, no se puede asegurar que el mismo se lleve a cabo ni, en su caso, consiga los objetivos pretendidos.

### **Otros Negocios**

ENDESA desarrolla actividades en diversos negocios no energéticos, fundamentalmente telecomunicaciones, comunicaciones a través de cable eléctrico (PLC) y otros servicios:

- ENDESA es el principal accionista del grupo español Auna Operadores de Telecomunicaciones, con el 32,71% de participación en el capital social de esta sociedad. En el primer trimestre de 2005, ENDESA y los otros dos accionistas principales de Auna han iniciado un proceso ordenado de desinversión. Además, es propietaria al 100% de la empresa chilena de telefonía móvil Smartcom y posee un 10% del capital de Euskaltel, operador de telecomunicaciones fijas en el País Vasco.
- Asimismo, ENDESA tiene un papel muy activo en el desarrollo tecnológico y comercial de la tecnología PLC (Power Line Communications), que permite la transmisión de voz y datos a través de la red eléctrica a baja y media tensión.

### **Perspectivas**

*Se hace constar expresamente que determinados aspectos de este apartado se refieren a hechos o circunstancias futuras 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. Estas manifestaciones no constituyen garantías de que resultados futuros se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de ENDESA o que pueden ser difíciles de predecir. Tanto el Capítulo 4. Factores de Riesgo, como el Capítulo 9. Estudio y Perspectivas Operativas y Financieras y el presente Capítulo 6. contienen información sobre factores relevantes que pueden provocar tales diferencias.*

*Sin perjuicio de lo prevenido en la normativa aplicable, la Compañía no asume obligación alguna de hacer público el resultado de cualquier revisión de las afirmaciones aquí contenidas incluyendo, sin carácter limitativo, las modificaciones al plan estratégico o las referidas a los planes de inversión, o las debidas a causas sobrevenidas.*

A principios del pasado mes de noviembre, ENDESA presentó a los mercados la actualización de su Plan Estratégico para el período 2005-2009. Esta actualización mantiene los ejes fundamentales de la estrategia que ha seguido la Compañía en los dos últimos años, cuyas prioridades son:

- El mantenimiento de la posición en España.
- El impulso del crecimiento en Europa, para afianzarse como una de las grandes empresas eléctricas de la región.
- El aprovechamiento del crecimiento orgánico en Latinoamérica para asegurar que la región contribuya significativamente a los resultados de la Compañía.

- La extracción del máximo valor del negocio de telecomunicaciones.
- El mantenimiento de una estructura financiera sólida.
- El refuerzo de la orientación al cliente a través de una acción decidida en materia de calidad del servicio.

Por otro lado, y en razón de los compromisos que la Compañía ha asumido, la realización de todos sus negocios se lleva a cabo sobre la base del respeto a los principios del desarrollo sostenible.

Sobre la base de los avances ya conseguidos en el cumplimiento de estas prioridades, el Plan Estratégico de ENDESA 2005-2009 se propone:

- Aprovechar las excelentes y singulares plataformas de negocio que posee actualmente la Empresa y que le permiten ser en estos momentos una de las principales compañías de los mercados eléctricos de cinco países, disponer de una posición relevante y mejorada en el mercado energético del sur de Europa y ser la única multinacional eléctrica española, con una presencia diversificada, desde el punto de vista geográfico, en toda la cadena de valor del negocio eléctrico.
- Impulsar una fase de crecimiento renovado, asentada en el fuerte crecimiento orgánico de los mercados en los que opera la Empresa, atenta a nuevas opciones adicionales de inversión que puedan abrirse en los mismos y a las posibilidades de extracción de valor de la presencia en telecomunicaciones.
- Reforzar la elevada capacidad de generación de cash flow libre que posee la Compañía.

El desarrollo de estas líneas de actuación permitirá mejorar de manera sustancial los resultados operativos de la Compañía asegurando la calidad de sus beneficios, reforzar su situación financiera y fortalecer su posición en todos los negocios en los que está presente, lo que redundará favorablemente en la creación de valor para los accionistas.

#### Inversiones previstas en el período 2005-2009

Para contribuir al cumplimiento de su Plan Estratégico 2005-2009, la Empresa tiene previsto invertir un total de 14.600 millones de euros en el período citado, con el siguiente desglose (cifras en millones de euros):

	<b>Importe Total 2005</b>	<b>Importe Total 2005-2009</b>
<b>España y Portugal:</b>	<b>2.400</b>	<b>10.300</b>
Desarrollo del parque de generación	1.000	4.600
Mantenimiento	1.400	5.700
<b>Resto de Europa:</b>	<b>500</b>	<b>1.800</b>
Desarrollo de nueva potencia de generación	400	1.400
Mantenimiento	100	400
<b>Latinoamérica:</b>	<b>500</b>	<b>2.500</b>
Desarrollo de nueva potencia de generación	200	500
Mantenimiento	300	2.000
<b>TOTAL</b>	<b>3.400</b>	<b>14.600</b>

Como se deduce de los datos del cuadro adjunto, el mayor esfuerzo inversor se llevará a cabo en el negocio eléctrico de España y Portugal, al que se dedicarán 10.300 millones de euros, es decir, el 71% de la inversión total. Esta inversión irá orientada a conseguir un sustancial incremento de la potencia instalada de la Compañía y una significativa mejora de las infraestructuras de distribución de electricidad para contribuir a la seguridad y calidad del suministro. A su vez, al negocio eléctrico del resto de Europa se destinará el 12% de la inversión total y al negocio eléctrico de Latinoamérica, el 17% restante.

Las inversiones totales realizadas por ENDESA en el primer trimestre de 2005 han ascendido a 453 millones de euros. De esta cifra, 397 millones corresponden a inversiones materiales e inmateriales y los 56 millones restantes, a inversiones financieras. Las inversiones del negocio de España y Portugal han ascendido a 303 millones de euros, y el 87,5% de la inversión total

ha sido de carácter material, es decir, se ha dedicado al desarrollo o mejora de instalaciones de generación y distribución de electricidad. Las inversiones del negocio eléctrico en Europa han ascendido a 45 millones de euros en el primer trimestre de 2005, correspondiendo en su mayor parte a inversiones materiales (36 millones de euros de ENDESA Italia y 5 millones de Snet). Las inversiones del negocio eléctrico en Latinoamérica han ascendido a 103 millones de euros en el primer trimestre de 2005.

#### Plan de Nueva Capacidad 2005-2009

Como se ha señalado anteriormente, una parte considerable del esfuerzo que va a desarrollar la compañía a lo largo del período 2005-2009 tiene como objetivo incrementar de manera significativa su potencia eléctrica instalada en España. Este esfuerzo se va a traducir en la incorporación al sistema eléctrico ibérico de unos 7.000 MW de nueva capacidad y en la transformación a carbón importado de la central As Pontes (La Coruña), de 1.400 MW de potencia.

La nueva potencia estará repartida de la siguiente forma:

- 3.200 MW en nuevas centrales de ciclo combinado en la península.
- 1.300 MW en nuevas centrales en los sistemas insulares y extrapeninsulares.
- 2.100 MW en instalaciones de aprovechamiento de energías renovables.
- Y el inicio de la construcción de grupos hidroeléctricos de bombeo con 400 MW de potencia total.

A esta nueva potencia cabe añadir, aparte de la conversión a carbón importado de la central de As Pontes, ya mencionada, 1.200 MW en emplazamientos adicionales para nuevos ciclos combinados.

De esta forma, el Plan de Nueva Capacidad dará lugar a un fuerte incremento de la potencia instalada de la Compañía en España, contribuyendo a que mantenga su posición en el negocio de generación; asegurará el adecuado grado de diversificación de su parque de centrales, y estará centrado en las tecnologías que permiten un mejor cumplimiento de los objetivos nacionales en materia de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, con especial atención al gas natural y a las energías renovables.

#### Otras líneas de actuación del Plan Estratégico 2005-2009

Por lo que se refiere a las demás líneas de actuación que integran su estrategia para el período 2005-2009, en el negocio de España y Portugal la Compañía se centrará en defender su posición, gestionando los efectos de las posibles novedades regulatorias e intensificando sus esfuerzos en el terreno de la calidad del servicio, con el objetivo de convertirse en la empresa eléctrica española de referencia en este terreno. Para ello, va a continuar desarrollando los dos Planes que integran el esfuerzo que está realizando en materia de calidad del servicio: el Plan Director de Calidad en Distribución y el Plan de Excelencia en la Atención Comercial.

Por otro lado, el establecimiento de una unidad de negocio para el conjunto de sus actividades en España y Portugal llevada a cabo en el marco de la nueva organización de la Compañía, le facilitará un mejor aprovechamiento de las oportunidades derivadas de la implantación del mercado ibérico de la electricidad y potenciar su presencia en los negocios de generación y comercialización en el país vecino.

En el negocio que lleva a cabo en el resto de Europa, el objetivo es consolidar la privilegiada posición en el arco mediterráneo y aprovechar nuevas posibilidades de crecimiento que puedan surgir. Al mismo tiempo, continuará impulsando el programa de *repowering* de centrales térmicas de ENDESA Italia, lo que le permitirá conseguir un fuerte incremento de su producción total anual mediante su conversión a tecnologías más eficientes y compatibles con el medio ambiente, e incrementará la capacidad de esta compañía en unidades de ciclo combinado e instalaciones de energías renovables, especialmente eólicas. En cuanto a la compañía francesa Snet, de la que ENDESA es accionista de control desde el ejercicio 2004, se

procederá al diseño y desarrollo de su plan de negocio y se hará, así mismo, un esfuerzo en energías renovables.

Con respecto a Latinoamérica, la Compañía estará centrada en capturar el elevado potencial de rentabilidad del negocio eléctrico que realiza en la región, aprovechando el mejor entorno macroeconómico, el elevado crecimiento orgánico de los mercados en los que está presente y las mejores perspectivas en términos de precios y márgenes de reserva. Además, dará continuidad al proceso de fortalecimiento financiero de sus compañías participadas y reducirá la exposición en los mercados que presentan mayor riesgo o que no son prioritarios.

Por lo que se refiere al negocio de telecomunicaciones, ENDESA estará atenta a las posibilidades de extracción de valor de su participación en este negocio que, según el consenso de los analistas, presenta elevadas plusvalías latentes en el marco de una entrada en beneficios.

A todo ello hay que añadir que la Compañía desarrollará sus planes de inversión y los diferentes proyectos que mantiene respecto de sus negocios de manera compatible con el mantenimiento de la línea de fortalecimiento financiero que lleva siguiendo a lo largo de los últimos años.

Por último, cabe destacar que la Compañía desarrollará su estrategia e impulsará sus negocios de acuerdo con los criterios del desarrollo sostenible, prestando una especial atención al cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático y reforzando su tradicional compromiso con los entornos sociales en los que está presente a través de una coherente actuación en materia de responsabilidad corporativa.

### **Marco Regulatorio en España y Portugal**

La base del marco regulador del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico, introduciendo criterios de competencia e iniciando el proceso de liberalización de los clientes.

En noviembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha encargado a un experto independiente la elaboración de un Libro Blanco sobre la generación de electricidad, que debería estar concluido antes del verano de 2005 y cuyas conclusiones podrían servir de base para la adopción de nuevas medidas relativas al marco regulador del sector.

El marco regulador del sector del gas en España se basa en la Ley 38/1998, de Hidrocarburos, desarrollada por los Reales Decretos 949/2001 y 1434/2002. El primero regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector del gas natural. El segundo regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

### **Variación de la tarifa eléctrica en 2004**

El Real Decreto 1802/2003, publicado el 26 de diciembre, estableció la tarifa eléctrica para 2004, aprobando la revisión de las tarifas integrales y de acceso y aplicando, por segundo año consecutivo, la metodología de tarifas introducida por el Real Decreto 1432/2002, de 31 de diciembre.

Esta metodología, que será aplicable entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, fija límites a las variaciones de la tarifa media o de referencia, de forma que, si la variación resulta positiva, la subida aprobada no podrá superar el 2%, salvo que se produzca modificación en la normativa que regula la retribución de las actividades eléctricas. Este porcentaje máximo se desglosaba en un 1,4% correspondiente a la variación de los costes en el propio ejercicio y un 0,6% correspondiente a revisiones de las previsiones realizadas en los dos años anteriores.

El incremento aprobado de la tarifa media o de referencia a través de la citada norma, tal y como es definida por el Real Decreto, fue del 1,72%. Las tarifas de suministro doméstico (1.0, 2.0 y 2.0N) se incrementaron en un 1,5% y el resto en un 1,6% aproximadamente, excepto la tarifa D, aplicable a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley

54/1997, cuya subida fue del 2,43%. A su vez, las tarifas de acceso a aplicar en el mercado liberalizado fueron incrementadas en un 1,60% por término medio.

El incremento del 1,72% de la tarifa media antes citado incluía la variación máxima del 1,4% por la actualización de costes para 2004, un 0,29% como consecuencia de la corrección de parámetros del ejercicio 2003 (mayor demanda en consumidor final, lo que provoca una reducción de la tarifa, y mayor coste de las primas del régimen especial) y un 0,03% como consecuencia de la modificación en la normativa específica por considerar nuevos costes al Operador del Sistema, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002.

Por otro lado, la tarifa del ejercicio 2004 incluye 50 millones de euros para financiar planes de mejora de la calidad de servicio en zonas donde se superen los límites de los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución, así como 10 millones de euros destinados al desarrollo de programas nacionales de gestión de la demanda.

En el ejercicio 2004 se han mantenido las cuotas de reparto de la retribución de la actividad de distribución que se fijaron en el Real Decreto 1436/2002, por el que se estableció la tarifa eléctrica para el año 2003, correspondiendo a ENDESA, por su actividad en la península, un 40,12%.

### **Establecimiento de la tarifa eléctrica para 2005**

El Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, ha establecido la tarifa eléctrica para 2005. El incremento aprobado de la tarifa media o de referencia ha sido del 1,71%. Las tarifas de suministro doméstico (1.0, 2.0 y 2.0N) se han incrementado en un 1,74%, y el resto en un 1,61% aproximadamente, excepto la tarifa D aplicable a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, cuya subida ha sido del 2,82 por ciento. A su vez, las tarifas de acceso que se aplican en el mercado liberalizado han sido incrementadas en un 1,71% por término medio.

El incremento del 1,71% de la tarifa media incluye la variación máxima del 1,4% por la actualización de costes para el año 2005, un -0,27% como consecuencia de la corrección de parámetros del ejercicio 2003 y un 0,58% como consecuencia de la modificación en la normativa específica por considerar mayores costes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002.

### **Sistemas insulares y extrapeninsulares**

El 19 de diciembre de 2003 se aprobó el Real Decreto 1747/2003, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE), de 29 de diciembre. Este Real Decreto desarrolla lo previsto en el artículo 12 de la Ley 54/1997, del sector eléctrico, en cuanto a la reglamentación de estos sistemas. Esta norma entró en vigor el 1 de enero de 2004.

El Real Decreto adapta los principios establecidos en la Ley del Sector Eléctrico a las singularidades de estos territorios, especialmente en lo que respecta a la actividad de producción, derivadas de las diferencias con el sistema eléctrico peninsular como consecuencia del aislamiento, tamaño y número de sistemas eléctricos existentes en ellos:

- La actividad de producción no estará organizada en forma de mercado, sino que se reconoce su carácter regulado, a la vez que se permite la entrada de nuevos agentes y se mantienen elementos comunes con el mercado de producción en la Península, como la publicación de precios, la liquidación de energía y el régimen de garantías. La retribución de la actividad de generación se determina de acuerdo con criterios generales semejantes a los que fija la Ley del Sector Eléctrico para la actividad de transporte de electricidad.
- Los consumidores podrán adquirir libremente la energía a tarifa, a través de un comercializador, o directamente al por mayor al mismo precio de referencia de la Península.

- La planificación eléctrica se llevará a cabo de forma coordinada entre la Administración Central, a la que corresponde la planificación general, y las Comunidades o Ciudades Autónomas correspondientes.
- Los transportistas y distribuidores de los sistemas insulares y extrapeninsulares se incorporan al procedimiento de liquidaciones ante la Comisión Nacional de Energía que se aplica a las empresas peninsulares.
- La gestión económica y técnica de los sistemas insulares y extrapeninsulares se encomienda a los Operadores del Mercado y del Sistema, respectivamente.

El Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, ha establecido una compensación para los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares de 357,2 millones de euros, frente a los 242,6 millones de euros recogidos en la tarifa eléctrica de 2004.

### **Costes de Transición a la Competencia (CTC)**

La metodología de tarifas contenida en el Real Decreto 1432/2002 contempla, entre los costes que se han de considerar para el cálculo de la tarifa media o de referencia, el importe necesario para lograr la total recuperación del saldo de CTC antes del 31 de diciembre de 2010.

### **Transposición en España de la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión**

La incorporación al ordenamiento jurídico español de la Directiva 2003/87/CE ha tenido lugar a través del Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Este Real Decreto ha sido modificado por la Ley 1/2005 de 9 de marzo.

Los objetivos de esta nueva normativa son contribuir a la reducción de estas emisiones de manera económicamente eficiente, materializar los compromisos asumidos por España en relación con el Protocolo de Kioto y cumplir el calendario de aplicación previsto por la Directiva 2003/87/CE, que exige que las instalaciones sometidas a su ámbito de aplicación cuenten con una autorización de emisión de gases de efecto invernadero antes del 1 de enero de 2005 y que esté operativo el Registro Nacional de Derechos de Emisión el 1 de octubre de 2004.

### **Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA)**

El 6 de septiembre de 2004 ha sido publicado en el BOE el Real Decreto 1866/2004, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión que estará vigente durante el período 2005-2007. Los principios básicos del Plan son los siguientes:

- Se fija un objetivo inicial de emisiones en España para el período 2005-2007 de 400,7 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente al año, lo que supondría una reducción de un 0,2% respecto de las emisiones del año 2002, que fueron de 401,3 millones de toneladas.
- Además, para dar cumplimiento a lo establecido en la Directiva 2003/87/CE, se contempla un esfuerzo de reducción adicional en el período 2008-2012, al final del cual las emisiones no deberán sobrepasar en más de un 24% las emisiones de 1990. Teniendo en cuenta que se estima una absorción por sumideros del 2% y la obtención de créditos en el mercado internacional del 7%, esto permitiría alcanzar el objetivo establecido en el Protocolo de Kioto para España, de acuerdo con el cual en el período 2008-2012 el país no deberá superar las emisiones del año 1990 en más de un 15%.
- En relación con el sector eléctrico, se prevén unas emisiones medias de 94 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año en el período 2005-2007. La asignación del Plan es de 89,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, que incluyen 1 millón de toneladas correspondiente a nuevos entrantes y 3,3 millones a ciclos combinados con cogeneración. Además de los 89,7 millones de toneladas citados, se tienen en cuenta 1,6 millones de toneladas para la producción de electricidad con gases siderúrgicos.



- En cuanto al método de asignación, se parte de las emisiones históricas del período 2000-2002, sobre las que se realizan ajustes con la aplicación de criterios geográficos y tecnológicos.
- Nuevos entrantes: a las instalaciones de ciclo combinado que no estén en funcionamiento antes del 30 de septiembre de 2004 y que dispongan de las autorizaciones administrativas correspondientes, les serán asignados derechos de emisión sin ser consideradas como nuevos entrantes. Las instalaciones de ciclo combinado que no estén en funcionamiento antes de esa fecha y que no dispongan de las autorizaciones administrativas señaladas, serán consideradas como nuevos entrantes y dispondrán de una reserva de 1 millón de toneladas de CO<sub>2</sub> al año.
- No se admitirá el denominado banking, es decir, el arrastre de derechos del primer período de asignación (2005-2007) al segundo (2008-2012).

El PNA español ha sido remitido a la Comisión Europea, que lo ha aprobado condicionalmente, dependiendo de modificaciones técnicas que no tendrán impacto en la asignación al sector eléctrico.

El día 21 de enero de 2005 el Consejo de Ministros aprobó la asignación final de derechos individualizada para las 957 instalaciones amparadas por el Real Decreto-Ley 5/2004 de Comercio de Emisiones, así como los ajustes técnicos requeridos en el Real Decreto 1866/2004, del Plan Nacional de Asignación de Derechos.

La asignación final de derechos de emisión a ENDESA durante el período 2005-2007 es igual a 120,1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> conforme al siguiente detalle: 43,0 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2005, 39,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2006, y 37,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2007.

### **Transposición en España de las Directivas de control integrado de la contaminación y de limitación de emisiones de grandes instalaciones de combustión**

La Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, ha sido transpuesta en España mediante el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo. En él se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

Según la Directiva 2001/80/CE, antes del 1 de enero de 2008 las grandes instalaciones de combustión existentes de cada Estado miembro deberán estar acogidas, a criterio de éste, a uno de estos dos esquemas: o bien cumplir individualmente los valores límite de emisión para SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas establecidos en la directiva, o que el Estado miembro establezca un plan nacional de reducción de emisiones para el conjunto de las instalaciones, con libertad de actuación para cada una de ellas, que consiga las mismas reducciones de emisiones que se obtendrían mediante la opción anterior. En ambos casos, podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones que se establecen en la directiva a las instalaciones que se comprometan por escrito, ante la autoridad competente de cada Estado miembro y antes del 30 de junio de 2004, a no funcionar durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, como máximo, el 31 de diciembre de 2015.

España, mediante el Real Decreto 430/2004, ha optado por establecer un plan nacional de reducción de emisiones para las grandes instalaciones de combustión existentes, solución que permite una mayor flexibilidad en el tratamiento de las mismas.

Por otro lado, dentro de los trabajos destinados a completar la Directiva 96/61 de prevención y control integrado de la contaminación, durante el año 2004 ha concluido la elaboración de un borrador de documento en el que se proponen las mejores técnicas disponibles de referencia a la hora de conceder la renovación o autorización de grandes instalaciones de combustión.

En cuanto a la Ley 16/2002 que transpone la mencionada Directiva 96/61 al ordenamiento jurídico español, la Administración española continúa con el proceso de elaboración del real decreto que la desarrollará.

## **Mercado de producción de energía eléctrica**

En noviembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha encargado la elaboración de un Libro Blanco sobre la reforma del marco regulador de la generación eléctrica cuyas recomendaciones están previstas para mediados de 2005.

Por otro lado, el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, ha modificado el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y aspectos relativos a la normativa reguladora de otras actividades eléctricas.

Por último, en octubre de 2004 los reguladores energéticos de España y Francia (CNE y CRE, respectivamente) han organizado una consulta pública en relación con el mecanismo de gestión de congestiones de la interconexión España-Francia, con el objetivo de introducir las modificaciones necesarias para el cumplimiento del Reglamento 1228/2003 sobre condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos de electricidad.

Los reguladores encargaron a los operadores del sistema y del mercado de ambos países (REE, OMEL, RTE y Powernext) la elaboración de propuestas de mejora del sistema actual, introduciendo los mecanismos de mercado que establece el Reglamento europeo.

## **Nuevo tratamiento del régimen especial**

Con fecha 27 de marzo de 2004, ha sido publicado el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La finalidad de este Real Decreto es la puesta a punto de un sistema estable y predecible para la retribución de la producción eléctrica generada con fuentes de energía renovables o por cogeneradores, con objeto de hacer predecibles las inversiones que se llevan a cabo en este sector e impulsar el empleo de estas tecnologías en los próximos años. Con esta nueva normativa se pretende que el régimen especial pase a representar en el año 2010 un 12% de la demanda energética total del país.

Entre las novedades que incorpora la nueva normativa se encuentran:

- La mejora de la clasificación de las plantas de biomasa, para fomentar su desarrollo, permitiendo sinergias con plantas de producción de biocombustibles.
- El impulso de la cogeneración como forma de producir calor y electricidad al servicio de la industria.
- La mejora de la retribución de las instalaciones solares fotovoltaicas de menos de 100 kW.
- La fijación para la energía eólica de una senda de retribución acorde con el crecimiento de la potencia instalada, buscando un equilibrio entre la eficiencia económica y el beneficio medioambiental.
- El establecimiento de un sistema de incentivos dirigido a mejorar el efecto del régimen especial en la operación del sistema y el restablecimiento de la obligación de que los productores de más de 10 MW presenten su programa de producción y se hagan responsables de los desvíos en los que incurran.
- La introducción de un procedimiento de revisión de las tarifas, primas, incentivos y complementos. El Real Decreto evita la retroactividad, permitiendo un período transitorio a las plantas actualmente en explotación y estableciendo que las revisiones plurianuales de las primas sólo afecten a inversiones futuras.

Esta nueva normativa pretende fomentar, mediante un incentivo específico, la participación progresiva de estas instalaciones en el mercado libre. El régimen económico planteado permite que cualquier instalación en régimen especial pueda optar por ceder su energía al distribuidor, percibiendo a cambio una tarifa regulada, o bien acudir al mercado de producción, suscribir contratos bilaterales a plazo o una combinación de ambas opciones, percibiendo por ello el

precio de mercado o el libremente negociado, complementado por una prima regulada y el incentivo que, en su caso, corresponda.

La retribución de las instalaciones se completa mediante la percepción de determinados complementos regulados en la metodología. Tanto la tarifa como las primas, incentivos y complementos, se fijan, en su mayoría, como porcentaje de la tarifa media o de referencia.

El Real Decreto 2392/2004, por el que se establece la tarifa eléctrica 2005 y el Real Decreto 2351/2004, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico introducen modificaciones en el régimen económico de las instalaciones de régimen especial y en los procesos de operación de algunas instalaciones.

### **Plan de Dinamización de la economía**

Con fecha 25 de febrero de 2005 el Consejo de Ministros ha adoptado una serie de medidas para el impulso de la productividad. Las iniciativas puestas en marcha, con incidencia directa en el Sector Eléctrico, son:

- Real Decreto Ley de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, que ha sido publicado con fecha 14 de marzo de 2005 como Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo.
- Proyecto de Ley de reformas para el impulso a la productividad.
- Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se adoptan Mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad.

Adicionalmente, se contemplan otras medidas fiscales y de reforma de la Ley de Capital riesgo.

El Real Decreto Ley 5/2005 contempla, entre otros aspectos, los siguientes:

- Mecanismo de liquidación de los costes de transición a la competencia. La liquidación de los CTC, hasta ahora mensual, pasa a ser anual, y se efectuará en la última liquidación provisional (liq. 14), salvo para 2004, en que se producirá en la liquidación anual (liq. 15) y, en todo caso, no antes del 1 de enero de 2006. No obstante, cuando el saldo de la cuenta destinada al pago de CTC sea negativo, la liquidación será mensual y el déficit se cubrirá en base a unos porcentajes fijados en el Real Decreto Ley. Por otro lado, se establece que tanto el plan de financiación extraordinario de Elcogás como el stock de carbón se pagarán en cualquier caso.
- Mecanismo de financiación de la gestión de residuos nucleares. Hasta ahora las cantidades necesarias para el tratamiento de los residuos nucleares y del desmantelamiento de las centrales de esta tecnología se tratan como un coste de diversificación y seguridad de almacenamiento. Un porcentaje de la tarifa eléctrica se destina a dotar un fondo con este fin. En adelante, según lo dispuesto en el Real Decreto Ley, todos los costes de tratamiento de residuos y de desmantelamiento que correspondan a la operación de las centrales a partir del 1 de abril de 2005 no tienen ya el carácter de coste de diversificación y seguridad de abastecimiento, y serán financiados por los titulares durante su explotación mediante un cargo por kWh nuclear generado que será facturado por Enresa. En caso de que la central deje de funcionar anticipadamente por causas ajenas al titular, el déficit de provisión que se produciría sí tendrá carácter de coste de diversificación y seguridad de abastecimiento. En caso de que haya dejado de funcionar por causas imputables al titular, el déficit lo cubrirá el titular en los 3 años siguientes a la parada.
- Creación de la figura de operador dominante. Será aquel agente con una cuota superior al 10% en cualquiera de los siguientes sectores:
  - Generación y suministro de electricidad en el ámbito del Mercado Ibérico (MIBEL).
  - Producción y distribución de carburantes.
  - Producción y suministro de gas natural y de gases licuados del petróleo.

Se prohíbe a los operadores dominantes importar energía de fuera de MIBEL, y se prevé que se les podrán aplicar otras medidas destinadas a incrementar la competencia en el mercado eléctrico, tales como posibles subastas de capacidad de generación virtual.

- Se reduce del 3% al 1% la participación que podrá tener en REE los agentes que realicen actividades en el sector eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que participen con una cuota superior al 5% en el capital de éstos. Para el resto de personas físicas o jurídicas el porcentaje de participación no podrá superar el 3%. La SEPI mantendrá en todo caso una participación no inferior al 10%.
- Prohibición de la distribución en cascada. Se ratifican los principios esenciales de las actividades reguladas de transporte y distribución, de monopolio natural, red única y realización al menor coste posible, asegurando, a su vez, la garantía de que la propiedad de las redes no da derecho a su uso exclusivo.
- MIBEL: Se introducen diversas modificaciones relativas al mercado mayorista encaminadas a facilitar la entrada en funcionamiento del mercado ibérico MIBEL:
  - El Operador de Mercado se limitará al mercado diario y a los intradiarios, mientras que el Operador del Sistema se encargará de los demás mercados, garantía de potencia, restricciones y desvíos incluyendo su gestión económica.
  - Se amplían las posibilidades de contratación y de actuación de los agentes.
  - Transparencia de la información del mercado: La DGPEM determinará qué información deberán suministrar los agentes para mejorarla. Se suprime el período actual de 3 meses de confidencialidad de los resultados, y su presentación agregada.

En el Proyecto de Ley de reforma se incluyen, entre otros:

- El mantenimiento de las tarifas de alta tensión hasta el 1 de enero de 2010.
- En el sector del gas natural, se establece que las liquidaciones las realizará la CNE.
- Por otro lado, se propone que las instalaciones objeto de planificación obligatoria tendrán carácter obligatorio y no de mínimo exigible, y se extiende la planificación obligatoria a la determinación de la capacidad de regasificación necesaria.
- Se elimina el carácter de máximo de los peajes y tarifas de acceso.
- Introducción de posibles subastas en la valoración de los terrenos o emplazamientos afectados por la moratoria nuclear.
- Se impulsa la utilización de la biomasa como combustible secundario en las instalaciones de régimen ordinario, con un incentivo según su utilización.

El Consejo de Ministros también emitió una serie de Mandatos a diversos organismos de la Administración, para elaborar normativa relativa a:

- Medidas para facilitar el cambio de suministrador: Instalación de ICP a todos los consumidores, homogeneización del mercado regulado y libre en la facturación de reactiva, información a suministrar por las distribuidoras sobre el punto de consumo, etc.
- Mandatos a la CNE para que realice un estudio sobre los costes imputables a las tarifas en el sector eléctrico y el gas natural, para que se refunda y actualice la normativa sobre medida, y para que realice un estudio sobre mermas y autoconsumos.
- En relación con las Energías renovables, racionalizar el incentivo a las cogeneradoras de más de 50 MW e impulsar el uso de la biomasa por el régimen ordinario.
- Depósito de avales para la construcción de instalaciones de generación, que se ejecutarán si éstas no se autorizan o construyen.
- Creación de mercados secundarios de capacidad de instalaciones gasistas.

## **Portugal**

El Ministerio de Economía de Portugal anunció en junio de 2003 la liberalización del mercado eléctrico, a través de la apertura del mercado a los consumidores no residenciales el 1 de enero de 2004 y la liberalización total el 1 de julio de 2004.

También ha regulado la finalización de los Contratos de Adquisición de Energía existentes entre los generadores y Rede Eléctrica Nacional y, como consecuencia, ha introducido un

mecanismo de recuperación de los costes para el mantenimiento del equilibrio contractual (CMEC), equivalentes a los Costes de Transición a la Competencia (CTC) españoles.

El 22 de septiembre, la Comisión Europea ha autorizado este mecanismo de recuperación, que ha quedado finalmente autorizado por el Gobierno portugués el 11 de noviembre de 2004, a través del Decreto-Ley 12/2005 publicado en el Diario de la República con fecha 7 de enero de 2005.

El Decreto establece que cada generador que posee un Contrato de Adquisición de Energía (es decir, contratos de venta al por mayor al Operador del Sistema, Rede Eléctrica Nacional) tiene derecho a percibir un ingreso equivalente al asociado a dicho contrato. A estos efectos, se supone que en el mercado diario portugués se obtendrá un ingreso medio de 36 €/MWh, similar al considerado en el sistema eléctrico español para la determinación de los CTC, y la diferencia será compensada por el mecanismo de los CMEC.

Por otro lado, el Ente Regulador Portugués (ERSE) ha establecido las tarifas eléctricas para el año 2005. Las tarifas se incrementarán en un 2,4% para clientes industriales y en un 2,3% para clientes domésticos. En las regiones insulares de Azores y Madeira, el incremento será de un 2,4 por ciento y un 0,5 por ciento, respectivamente. Estos datos están ajustados a las últimas estimaciones de inflación prevista.

El Ministerio de Medio Ambiente y Ordenamiento del Territorio ha publicado el 14 de diciembre el Decreto-Ley 233/2004, que transpone la Directiva 2003/87/CE de comercio de derechos de emisión. El Plan Nacional de Asignación portugués ha sido aprobado por la Comisión Europea.

### **Mercado Ibérico de la Electricidad**

El 1 de junio de 2004 se ha publicado en el Boletín Oficial del Estado la Aplicación provisional del Convenio Internacional por el que se acuerda la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa.

El 8 de octubre de 2004 se ha firmado, en Santiago de Compostela, un nuevo convenio sobre la constitución del Mercado Ibérico entre los gobiernos de Portugal y España, dado que en el anterior se acordaba la puesta en marcha del Mibel para abril de 2004, lo cual no se produjo finalmente. En este convenio se fija el mes de junio de 2005 como nueva fecha límite para su constitución.

El nuevo convenio configura el Mibel como un sistema de mercado basado en tres mecanismos de contratación: contratación bilateral por períodos superiores a un año, contratación a plazo con productos definidos en períodos igual o inferiores al año y superiores al día, y contratación diaria a través del mercado diario. También se acuerda el uso de mecanismos de mercado para la gestión de la interconexión.

### **Variación de la tarifa del gas en 2004**

La Orden ECO/33/2004, de 15 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida, fija las tarifas correspondientes al ejercicio 2004:

- La tarifa del grupo 1 (grandes consumidores) se reduce el 2,6%.
- La del grupo 2 (industrial) desciende el 2,3%.
- El grupo 3 (consumidores domésticos) desciende el 0,8%.
- La tarifa interrumpible desciende un 2,5%.

El término variable de las tarifas de gas se revisa trimestralmente si el coste de la materia prima experimenta una variación superior al 2%. Esto ha dado lugar durante el ejercicio a la publicación de tres resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas:

- Resolución de 6 de abril, por la que se redujo el coste de la materia prima en un 3,11%
- Resolución de 8 de julio, por la que se incrementó un 8,79%.
- Resolución de 15 de octubre, lo que aumentó en un 6,03%, con lo que el incremento acumulado en el ejercicio ha sido de un 11,77%.

En relación con los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la Orden ECO/32/2004, de 15 de enero, establece un descenso uniforme del 0,6% en todos los niveles con respecto a 2003.

Por último, la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, fija en 1.091,6 millones de euros la retribución de la actividad de distribución para el año 2004, un 6,15% mayor que la de 2003. La retribución fija de la actividad de transporte prevista para 2004 es de 577,5 millones de euros, cuantía a la que hay que añadir 53,5 millones de euros por el término variable de regasificación.

### **Requisitos de seguridad de abastecimiento**

El Real Decreto 1716/2004 regula la obligación de mantener existencias mínimas de seguridad por los distintos agentes que intervienen en los sectores del petróleo y del gas natural, la diversificación de los orígenes del suministro del gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (Cores) y las situaciones de emergencia.

La Ley de Hidrocarburos obliga a los transportistas que incorporan gas al sistema con destino al mercado regulado, a los comercializadores y a los consumidores que no se suministran a través de los citados agentes, al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas o consumos de carácter firme y a la diversificación de los aprovisionamientos, de tal modo que el volumen de gas proveniente de un solo país no supere el 60 por ciento del total.

El Real Decreto desarrolla también el artículo 101 de la Ley de Hidrocarburos sobre situaciones de emergencia. Define situación de emergencia como aquella en la que exista riesgo de desabastecimiento de carácter firme y establece un orden de prioridad en relación con los suministros: servicios esenciales, domésticos, comerciales, públicos e industriales.

Por otro lado, se obliga a los sujetos que intervienen en el sistema gasista a elaborar un plan de emergencia, revisable todos los años, que deberá ser remitido al Gestor Técnico del Sistema, que, sobre la base de los mismos, propondrá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un plan conjunto que será aprobado por orden Ministerial, en el que se fijará el procedimiento, prioridades de suministro, utilización de existencias propias y ajenas, y tiempo de reposición de las mismas.

### **Marco Regulatorio en el resto de Europa**

En los países europeos en los que ENDESA desarrolla sus actividades se han producido diversos cambios regulatorios.

#### **Italia**

##### **Liberalización del mercado y tarifas**

Se ha publicado la Ley 239 que reordena el sector eléctrico italiano y que establece que desde el 1 de julio de 2004 todos los consumidores, salvo los domésticos, son elegibles, lo que afecta a unos 7 millones de clientes. La liberalización completa del mercado se ha fijado para el 30 de junio de 2007. Además, las nuevas inversiones en capacidad de regasificación de gas natural licuado pueden ser exentes de la disciplina TPA por el 80% de la nueva capacidad, se confirman los poderes del Regulador y se introducen impuestos locales adicionales para las repotenciaciones y construcción de nuevas centrales eléctricas.

El regulador italiano ha revisado las tarifas eléctricas para el primer trimestre de 2005, basándose en los precios de los combustibles y en la estrategia del Comprador Único, que es quien suministra la energía en Italia a los consumidores no liberalizados. El regulador ha reconocido explícitamente que, a pesar de la importante subida en los precios de los combustibles, la estrategia del Comprador Único le permite limitar el incremento de tarifas a clientes domésticos a un 1,5 por ciento para el periodo considerado.

El 1 de abril de 2004 ha comenzado a operar la Bolsa de la Energía, que se articula a través de los siguientes mercados:

- Mercado de energía: mercado del día anterior y mercado de ajuste con valoración de las ofertas al precio marginal del sistema.
- Mercado de servicios auxiliares con valoración de las ofertas pay as bid.

Desde el mes de marzo de 2004, el regulador ha establecido un pago administrado por capacidad que no garantiza una cobertura integral de los costes fijos. Este mecanismo es transitorio y será utilizado también en el año 2005.

### **Costes de transición a la competencia**

El sistema italiano de costes de transición a la competencia se definió a través de una serie de decretos entre 2000 y 2001. Se basa en el cálculo de la diferencia entre ingresos necesarios e ingresos de mercado, pero realizado a posteriori; en principio, al final de cada año entre 2000 y 2006.

En febrero de 2003, el denominado Decreto Marzano abolió el derecho a cobrar costes de transición a la competencia a partir de enero de 2004, pero también abolió la penalización hidráulica a partir de enero 2002, según la cual los generadores hidráulicos debían devolver una porción de la tarifa debida al coste de combustible que no ocurría.

Tras las definiciones iniciales, no se realizaron pagos ni se llegaron a formalizar los reconocimientos de costes hasta 2004.

El Decreto-Ley 6/8/2004 establece los importes que han de percibir los generadores en concepto de costes de transición a la competencia correspondientes a 2000, 2001, 2002 y 2003. Esta norma reconoce a las generadoras un importe total de 850 millones de euros para el período 2000-2003, del cual a ENDESA Italia le corresponde un importe de 169 millones de euros. En diciembre de 2004, este mecanismo fue aprobado por la Comisión Europea.

### **Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión**

El Gobierno italiano envió su Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión a la Comisión en Julio 2004, con una integración enviada a Febrero 2005. El Decreto-Ley 273 del 12 de noviembre de 2004, traspuesto a ley a finales de diciembre 2004, ha establecido las reglas para pedir las autorizaciones a emitir obligatorias para los productores desde el 1 enero 2005 y reglas para transmitir datos históricos al Ministerio de Medio Ambiente para la asignación de cuotas de CO<sub>2</sub> a cada instalación. La trasposición oficial de la Directiva 2003/87/CE ha ocurrido en Abril 2005.

La Comisión no ha aprobado todavía el Plan a cierre de 2004.

Por otro lado, la Administración italiana traspuso al ordenamiento jurídico del país la Directiva EC 2001/77 sobre fuentes renovables a finales de 2003. La principal novedad para los productores italianos de energía de origen térmico es que la obligación de compra de certificados verdes o de producción de energía renovable (actualmente del 2%) se incrementa un 0,35% anual en el período 2004-2006.

### **Francia**

Francia continúa siendo uno de los países europeos más atrasados en el proceso de liberalización energética.

El pasado 1 de julio de 2004 cerca de 2.500.000 clientes eléctricos pasaron a ser elegibles en Francia, quedando liberalizado todo el mercado no doméstico, lo que representa aproximadamente un 70 por ciento del consumo de electricidad. La liberalización total del mercado se producirá el 1 de julio de 2007.

La Ley 2004-803, de 9 de agosto de 2004, que responde a las Directivas europeas sobre los mercados de electricidad y gas, cambia el estatuto de las sociedades estatales francesas de

electricidad y gas, Électricité de France (EdF) y Gaz de France (GdF), respectivamente, y las convierte en sociedades anónimas; introduce medidas encaminadas a la separación de las actividades de gestión de las redes de electricidad y gas de otros negocios, y establece la transformación de RTE, gestor de la red de transporte de electricidad, en una sociedad anónima cuyo capital será propiedad en su totalidad de EdF, del Estado francés o de otras entidades públicas.

El 3 de enero de 2003, ha promulgado la Ley 2003-08 relativa a los mercados de gas, electricidad y servicio público de energía, en la que se determinan las condiciones de apertura a la competencia del mercado del gas y se establecen nuevas disposiciones relativas al servicio público de electricidad.

El ente regulador de la energía (Commission Régulatrice de l'Énergie) ha fijado a finales de diciembre de 2003 las condiciones para la apertura a la competencia de los mercados de electricidad y gas a los consumidores profesionales, que tendrá lugar el primero de julio de 2004, con el objetivo de garantizar la competencia y el mejor servicio al mejor precio. Además, ha pedido al operador de redes francés (RTE) que limite a 25 MW, desde el primero de noviembre de 2003, la potencia de las transacciones comerciales en la interconexión franco española, con objeto de permitir el acceso a la misma de un mayor número de agentes.

### **Marco Regulatorio en Latinoamérica**

En los países de Latinoamérica en los que ENDESA opera, existen distintas regulaciones, cuyas 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 todos los países 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. En Argentina existe una holgura para que los generadores se aparten en su declaración de costes ofertados hasta un 15% de los costes variables auditados, fijando el organismo regulador el valor máximo. En Brasil, el nuevo modelo actualmente en su fase de implantación, pretende que el mercado spot tenga un papel reducido para la formación del precio mayorista, impulsando la creación de un mercado de contratos a través de un sistema de pujas con separación de energía nueva y energía existente.

#### **Distribución**

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes no liberalizados es regulado y se basa en el precio de compra a los generadores, incrementado con un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. En Argentina, Chile y Perú el precio de compra de la distribuidora está asociado regulatoriamente al coste marginal de generación. En el caso argentino este precio, de revisión trimestral, no fue actualizado desde noviembre de 2002 hasta febrero de 2004, fecha en que se incrementó sólo para el segmento de grandes clientes. Posteriormente ha sido revisado dos veces más durante el año 2004. 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. A partir de este año también se tendrán en cuenta los precios resultantes de las subastas de energía. En Colombia el precio de compra se obtienen en licitaciones abiertas y públicas con los generadores, pero el traspaso al cliente final lleva una señal de eficiencia del conjunto de las distribuidoras al pactar estos precios con las generadoras.

#### **Clientes Liberalizados**

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



País	MW (MINIMOS)
Chile	2,0 <sup>(*)</sup>
Argentina	0,03
Colombia	0,1
Perú	1,0
Brasil	3,0

(\*) A partir de marzo de 2007 el límite de elegibilidad bajará a 0,5 MW.

### 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, y hay restricciones para que generadores o distribuidores puedan ser accionistas mayoritarios de empresas transportistas. En Brasil la integración de generación y distribución está limitada al 30%. En Chile, la nueva Ley "Corta" aprobada durante el 2004 sanciona limitaciones a empresas generadoras o distribuidoras para participar en propiedad de empresas de transporte.

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. En Colombia el máximo valor de concentración horizontal está limitado al 25% del sector.

### Acceso a la red

En Argentina, Brasil, Colombia y Perú el derecho de acceso y el peaje o precio de acceso son regulados por la autoridad. En Chile estos precios se establecen por un sistema regulado similar al del resto de países.

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 y el Reglamento 347. En marzo de 2004 se aprobó una nueva Ley Eléctrica en el Congreso ("Ley Corta"). Las novedades introducidas por esta Ley es la modificación del pago por el uso de las redes de transporte, la futura modificación del umbral de elegibilidad hasta 0,5 MW (a partir de marzo de 2007), la reducción de la banda de precios desde el 10% al 5%, la creación de un Comité de Expertos para resolución de controversias del sector 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 potencia instalada superior o igual a 2,0 MW. 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: los cargos regulados de distribución se fijan cada 4 años a partir de una empresa modelo. La tarifa a clientes finales se fija como la suma de los precios de generación (precio nudo) y el cargo regulado de distribución o valor agregado de distribución (VAD). El VAD reconoce los costes eficientes de operación, así como la remuneración de un valor estándar de la inversión. Las tarifas vigentes entraron en vigor el 1 de noviembre de 2004.
- 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.
  - 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.
  - El Comité de Expertos: creado a partir de la Ley Corta, su principal función es la resolución de controversias del sector.
  - 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. Los comercializadores, que pueden ser generadores, distribuidores o independientes, 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. El mecanismo de compra de los comercializadores corresponde a licitaciones abiertas y públicas, que posteriormente se reflejan en el coste de compra, ponderando conjuntamente con las compras del resto de los comercializadores al segmento de clientes no elegibles. La venta a los clientes elegibles es una actividad liberalizada.
- Tarifas: los cargos de distribución se fijan por periodos de 5 años, según los costes medios reconocidos para la actividad de distribución y dependiendo de los niveles de tensión. Para el periodo 2003-2007, se ha definido como metodología una fórmula de

retribución de un valor nuevo de reemplazo más costos de operación y mantenimiento, dado un cierto coste promedio ponderado de capital.

- 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.
  - Superintendencia de Servicios Públicos y Domiciliarios (SSPD), 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. En el último cálculo en 2003, la franja fue 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 la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (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 100 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 con un generador o comercializador reconocido por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). 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 5 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. La revisión tarifaria debió haberse realizado durante el año 2002, pero a raíz de la promulgación en enero de 2002 de la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario, que modificó la paridad dólar- peso, las tarifas de los servicios públicos (electricidad, agua, telefonía) están congeladas. Para paliar en parte este desequilibrio, la Ley de Emergencia previó también una renegociación de los contratos de concesión de los servicios públicos, asignando esta tarea al Ministerio de Economía y al de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, a través de la Unidad de Renegociación y Análisis de los Contratos de Servicios Públicos (Uniren). Esta renegociación todavía está en proceso.
- 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 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.

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).

Enarsa: a partir de la Ley 25.943, promulgada el 2 de noviembre de 2004, se creó la empresa pública Enarsa, con facultades para llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, el almacenaje, la distribución, la comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural. Además, Enarsa podrá por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, generar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica.

- 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. En la actualidad las empresas distribuidoras han alcanzado un acuerdo con el Estado Argentino. El acuerdo prevé un Régimen Tarifario de Transición a partir del 1 de noviembre de 2005, con un aumento en la tarifa media del servicio no superior al 15%, somete a aprobación de la autoridad el pago de dividendos durante la vigencia de tal régimen de transición, e incluye otros aspectos relacionados con las inversiones y la calidad del servicio. Asimismo, entre la firma de la Carta de Entendimiento y el 30 de septiembre de 2006, se establece la realización de una Revisión Tarifaria Integral, proceso mediante el cual se fijará un nuevo régimen tarifario con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2006, y por los siguientes 5 años, a cargo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad de acuerdo con la Ley 24.065.

- Foninvemem: por lo que se refiere a la generación de electricidad, la Secretaría de Energía decidió a mediados de 2004 la creación de un Fondo destinado a financiar las Inversiones necesarias para incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (Foninvemem), invitando a los generadores privados a participar en él. En este marco, el Gobierno se compromete a restablecer progresivamente los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a pagar las deudas que mantiene con los generadores desde la intervención de los precios del mercado en enero de 2002. A su vez, los generadores se comprometen a participar en él, aportando los importes reconocidos que se derivan del inciso c) del artículo 4 de la Resolución 406/2003, en un porcentaje del 65% de la deuda comprendida entre el 1 de enero de 2004 y el 31 de diciembre de 2006, y a participar activamente en los proyectos de nueva generación necesaria que se acuerde con el Operador del Mercado Eléctrico Mayorista (Cammesa).

## **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).

Por otro lado, se ha aprobado el Nuevo Modelo del Sector Eléctrico de Brasil mediante la Ley número 10.848, de 15 de marzo de 2004, publicada en el Diario Oficial del 16 de marzo de 2004. Ese mismo día se publicó también la Ley 10.847, que autoriza la creación de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) como órgano encargado de la planificación energética. Estas dos leyes derivan directamente de la tramitación parlamentaria de las Medidas Provisorias 144 y 145, respectivamente, ambas de 11 de diciembre de 2003.

El 30 de julio, la Presidencia de la República ha promulgado el Decreto nº 5.163, que regula la comercialización de energía eléctrica entre los diferentes agentes del sector eléctrico brasileño y define los procesos de otorgamiento de concesiones y autorizaciones. Este Decreto es resultado del proceso de desarrollo del nuevo modelo para el sector eléctrico.

La estructura básica del nuevo modelo se basa fundamentalmente en los siguientes elementos:

- Sustitución del Mercado Atacadista de Electricidad (MAE) por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), que será responsable de la administración del mercado, realizando las licitaciones de venta de energía (existente y nueva), el registro y contabilización de los contratos de compraventa y la liquidación de las diferencias.
- Se crean dos Ambientes de Contratación: uno Libre (ACL) y otro Regulado (ACR).

- Se fomentan las licitaciones para contratar energía a corto, medio y largo plazo (entre 15 y 35 años para energía nueva, y entre 3 y 15 para energía existente), con un tratamiento diferenciado. La energía existente corresponde a la de centrales y comercializadores actuales que competirán por energía actual que se vaya descontratando; la cantidad de energía existente será definida en función de la energía asegurada y de lo que la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) determine que no es nuevo requerimiento. La energía nueva corresponde a la energía necesaria para el abastecimiento del crecimiento del mercado, ámbito en el que los agentes competirán por los nuevos proyectos de generación.
- No cambia el sistema marginalista de fijación de precios a corto plazo en el mercado spot; el despacho sigue haciéndose por orden de mérito, según costes variables declarados y auditados.
- Se obliga a las distribuidoras a contratar todos sus requerimientos y siempre a través de licitaciones. El precio de traspaso a tarifa por parte de las distribuidoras se definirá sobre la base del precio de estas licitaciones. Se elimina la posibilidad de compras de energía de forma directa a empresas relacionadas (*self-dealing* directo), salvo que sea a través de licitaciones.
- No cambia la metodología de fijación de tarifas de distribución, a excepción de la corrección, favorable a este negocio, de las distorsiones existentes en el *pass-through* de los costes no administrables.
- Se da un mayor protagonismo al Estado en los organismos y en el desarrollo reglamentario. Como consecuencia de esto, la responsabilidad de la garantía de suministro recae en el Estado en el caso de que la falta del mismo sea consecuencia de una deficiente planificación.

La adaptación al nuevo modelo contará con un periodo de transición que se prolongará hasta el año 2008.

- 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 sometidos a una revisión periódica cada cuatro o cinco años y actualizados anualmente de acuerdo con ANEEL. Durante el 2003 el regulador brasileño procedió a la última revisión tarifaria periódica correspondiente a las empresas distribuidoras de electricidad.
- 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.

A partir de la implantación del nuevo modelo se crean los siguientes organismos:

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
  - Comité de Monitoramiento del Sector Eléctrico (CMSE).
  - Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE): sustituyendo al antiguo MAE.
- Limitaciones a la propiedad: a partir de la aprobación del nuevo modelo, se ha implantado la separación jurídica de las diferentes actividades eléctricas, obligando a la desverticalización de las compañías eléctricas de distribución, de manera que éstas no podrán realizar otras actividades eléctricas, ni participar directa o indirectamente en el capital social de otras sociedades. La generación tampoco podrá ser coaligada o controladora de sociedades de distribución. El plazo para dar cumplimiento a las nuevas exigencias legales se cifra en 18 meses, es decir, antes de septiembre de 2005, plazo que podrá ser prorrogado por igual período y por una única vez.

## 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 regulados son actividades reguladas. El suministro a los clientes elegibles está liberalizado.
- Tarifas: los cargos de distribución se fijan cada 4 años (actualmente se está realizando una revisión tarifaria que comenzó en julio de 2004 y entrará en vigor en noviembre de 2005), 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. A clientes finales se aplica el precio de barra más el VAD.
- 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 del 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.
- Ley 28447 de diciembre de 2004: durante 2004, el regulador, los agentes del sector y el Ministerio de Minas y Energía (MME) elaboraron de forma consensuada una serie cambios legislativos para fomentar la inversión en generación. Estos cambios tratan de buscar soluciones a los problemas que afectan al sector eléctrico en materia de señales de precios y

de contrataciones, tales como la estabilidad regulatoria y el logro de una rentabilidad adecuada, así como en la contratación entre los agentes.

Los principales cambios regulatorios consisten en:

- Modificar la metodología del precio de barra, pasando de un cálculo semestral con una base de proyección a cuatro años, a un cálculo de vigencia anual con una base de tres años, en la que se considera el año anterior real y una proyección a dos años.
- Suspender temporalmente la penalización a las distribuidoras por carecer de contratos de abastecimiento de energía, cuya obligación está contemplada en la ley.
- Crear una comisión para desarrollar alternativas que permitan modernizar el actual esquema de contratación, basado en la contratación bilateral, por otro nuevo a partir de subastas de energía.

**6.1.2. Indicación de todo nuevo producto y/o servicio significativo que se haya presentado y, en la medida en que se haya divulgado públicamente su desarrollo, dar la fase en que se encuentra.**

No aplicable.

**6.2. Mercados principales.**

**Descripción de los mercados principales en que el emisor compite, incluido un desglose de los ingresos totales por categoría de actividad y mercado geográfico para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica.**

Se adjunta la Cuenta de Resultados de ENDESA por líneas de negocio a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

<b>2004</b>	<b>Neg.Eléc. España/P.</b>	<b>Neg.Eléc. Europa</b>	<b>Neg.Eléc. Latam.</b>	<b>Otros Negocios</b>	<b>TOTAL</b>
Cifra de Negocio	11.061	2.559	4.017	5	17.642
Otros Ingresos Explot.	238	46	123	16	423
Consumos	6.055	1.679	1.429	1	9.164
Otros Gastos Externos	1.602	252	810	12	2.676
Gastos de Personal	888	115	277	8	1.288
Dot. Amortizac. Var.Prov.	1.082	165	443	5	1.695
<b>Resultado Explotación</b>	<b>1.672</b>	<b>394</b>	<b>1.181</b>	<b>(5)</b>	<b>3.242</b>
Rdos.Financieros Netos	(525)	(73)	(326)	(3)	(927)
Rdo.Particip.Consolidadas	33	(80)	(170)	(11)	(228)
Rdo.Extraordinarios Netos	(131)	41	108	128	146
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>1.049</b>	<b>282</b>	<b>793</b>	<b>109</b>	<b>2.233</b>
Impuestos	(109)	(104)	(173)	(14)	(400)
Resultado Minoritarios	(69)	(33)	(350)	(2)	(454)
<b>Resultado Neto</b>	<b>871</b>	<b>145</b>	<b>270</b>	<b>93</b>	<b>1.379</b>

<b>2003</b>	<b>Neg.Eléc. Nacional</b>	<b>Neg.Eléc. Europa</b>	<b>Neg.Eléc. Latam.</b>	<b>Otros Negocios</b>	<b>TOTAL</b>
Cifra de Negocio	10.577	1.973	3.545	147	16.239
Otros Ingresos Explot.	224	64	78	40	405
Consumos	(5.804)	(1.461)	(1.184)	(45)	(8.494)
Otros Gastos Externos	(1.299)	(114)	(675)	(66)	(2.157)
Gastos de Personal	(832)	(78)	(260)	(16)	(1.186)
Dot. Amortizac. Var.Prov.	(1.079)	(116)	(433)	(35)	(1.663)
<b>Resultado Explotación</b>	<b>1.780</b>	<b>268</b>	<b>1.071</b>	<b>25</b>	<b>3.144</b>
Rdos.Financieros Netos	(473)	(45)	(200)	(17)	(735)
Rdo.Particip.Consolidadas	7	(69)	(153)	(44)	(259)
Rdo.Extraordinarios Netos	380	(4)	(100)	1	277
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>1.694</b>	<b>150</b>	<b>618</b>	<b>(35)</b>	<b>2.427</b>
Impuestos	(435)	(46)	(79)	10	(550)
Resultado Minoritarios	(52)	(52)	(455)	(6)	(565)
<b>Resultado Neto</b>	<b>1.207</b>	<b>52</b>	<b>84</b>	<b>(31)</b>	<b>1.312</b>



<b>2002</b>	<b>Neg.Eléc. Nacional</b>	<b>Neg.Eléc. Europa</b>	<b>Neg.Eléc. Latam.</b>	<b>Otros Negocios</b>	<b>TOTAL</b>
Cifra de Negocio	10.885	1.744	3.850	260	16.739
Otros Ingresos Explot.	190	16	234	59	499
Consumos	(6.039)	(1.248)	(1.257)	(138)	(8.682)
Otros Gastos Externos	(1.028)	(169)	(755)	(73)	(2.025)
Gastos de Personal	(825)	(44)	(317)	(30)	(1.251)
Dot. Amortizac. Var.Prov.	(1.052)	(23)	(487)	(45)	(1.698)
<b>Resultado Explotación</b>	<b>2.119</b>	<b>6</b>	<b>1.268</b>	<b>33</b>	<b>3.582</b>
Rdos.Financieros Netos	(473)	(1)	(1.029)	(72)	(1.634)
Rdo.Particip.Consolidadas	68	-	(208)	(233)	(448)
Rdo.Extraordinarios Netos	825	6	(455)	(277)	71
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>2.551</b>	<b>11</b>	<b>(424)</b>	<b>(549)</b>	<b>1.571</b>
Impuestos	(522)	16	(39)	60	(437)
Resultado Minoritarios	(3)	-	182	(7)	136
<b>Resultado Neto</b>	<b>2.026</b>	<b>27</b>	<b>(281)</b>	<b>(496)</b>	<b>1.270</b>

Se adjunta Balance Consolidado de ENDESA por líneas de negocio a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

<b>2004</b>	<b>Neg.Eléc. España/P.</b>	<b>Neg.Eléc. Europa</b>	<b>Neg.Eléc. Latam.</b>	<b>Otros Negocios</b>	<b>TOTAL</b>
Inmovilizado Inmaterial	255	12	108	8	383
Inmovilizado Material	16.628	3.526	9.002	6	29.162
Inmovilizado Financiero	2.926	275	965	1.418	5.584
F.Comercio Consolidac.	-	1.535	2.322	556	4.413
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	491	37	139	-	667
Activo Circulante	4.600	833	2.334	55	7.822
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>24.900</b>	<b>6.218</b>	<b>14.870</b>	<b>2.043</b>	<b>48.031</b>
Fondos Propios	5.055	1.683	2.622	117	9.477
Socios Externos	1.617	630	3.464	-	5.711
Dif. Negativa Consolidac.	-	-	12	-	12
Ingr. A Distrib.Var.Ejercic.	1.522	520	97	10	2.149
Provisiones Riesgos Gtos.	3.468	258	625	18	4.369
Acreedores Largo Plazo	7.171	2.182	6.411	1.794	17.558
Acreedores Corto Plazo	6.067	945	1.639	104	8.755
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>24.900</b>	<b>6.218</b>	<b>14.870</b>	<b>2.043</b>	<b>48.031</b>

<b>2003</b>	<b>Neg.Eléc. Nacional</b>	<b>Neg.Eléc. Europa</b>	<b>Neg.Eléc. Latam.</b>	<b>Otros Negocios</b>	<b>TOTAL</b>
Inmovilizado Inmaterial	250	40	125	125	540
Inmovilizado Material	15.381	2.605	8.575	401	26.962
Inmovilizado Financiero	2.994	464	1.203	1.515	6.176
F.Comercio Consolidac.	-	1.619	2.548	417	4.584
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	524	3	149	1	677
Activo Circulante	4.097	486	2.393	132	7.108
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>23.246</b>	<b>5.217</b>	<b>14.993</b>	<b>2.591</b>	<b>46.047</b>
Fondos Propios	4.767	1.496	2.308	230	8.801
Socios Externos	1.604	355	2.935	51	4.945
Dif. Negativa Consolidac.	(7)	-	17	3	13
Ingr. A Distrib.Var.Ejercic.	1.304	2	141	65	1.512
Provisiones Riesgos Gtos.	3.522	130	773	77	4.502
Acreedores Largo Plazo	6.863	2.192	6.579	1.948	17.582
Acreedores Corto Plazo	5.193	1.042	2.240	217	8.692
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>23.246</b>	<b>5.217</b>	<b>14.993</b>	<b>2.591</b>	<b>46.047</b>

<b>2002</b>	<b>Neg.Eléc. Nacional</b>	<b>Neg.Eléc. Europa</b>	<b>Neg.Eléc. Latam.</b>	<b>Otros Negocios</b>	<b>TOTAL</b>
Inmovilizado Inmaterial	255	41	87	135	518
Inmovilizado Material	15.601	2.349	9.286	505	27.741
Inmovilizado Financiero	16.449	464	1.464	1.628	7.533
F.Comercio Consolidac.	99	1.720	2.705	446	4.970
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	407	-	126	5	538
Activo Circulante	3.546	382	2.565	383	6.876
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>23.885</b>	<b>4.956</b>	<b>16.233</b>	<b>3.102</b>	<b>48.176</b>
Fondos Propios	4.145	1.443	2.098	357	8.043
Socios Externos	90	1.130	1.897	58	3.175
Dif. Negativa Consolidac.	(7)	-	17	3	13
Ingr. A Distrib.Var.Ejercic.	1.148	2	120	86	1.356
Provisiones Riesgos Gtos.	3.347	146	659	69	4.221
Acreedores Largo Plazo	9.196	627	8.137	1.826	19.786
Acreedores Corto Plazo	5.966	1.608	3.305	703	11.582
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>23.885</b>	<b>4.956</b>	<b>16.233</b>	<b>3.102</b>	<b>48.176</b>

Se adjunta la Cuenta de Resultados del negocio eléctrico nacional por actividades a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

<b>2004</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Comercializ.</b>	<b>Estr.Corp. Servicios</b>	<b>Neg.Eléc. España/P.</b>
Cifra de Negocio	4.664	5.454	2.181	(1.238)	11.061
Otros Ingresos Explot.	45	175	70	(52)	238
Consumos	2.211	3.369	1.338	(863)	6.055
Otros Gastos Externos	542	930	755	(625)	1.602
Gastos de Personal	340	380	43	125	888
Dot. Amortizac. Var.Prov.	634	394	15	39	1.082
<b>Resultado Explotación</b>	<b>982</b>	<b>556</b>	<b>100</b>	<b>34</b>	<b>1.672</b>
Rdos.Financieros Netos	(179)	(181)	(1)	(164)	(525)
Rdo.Particip.Consolidadas	28	1	-	4	33
Rdo.Extraordinarios Netos	(127)	14	(7)	(11)	(131)
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>704</b>	<b>390</b>	<b>92</b>	<b>(137)</b>	<b>1.049</b>
Impuestos	(146)	(90)	(32)	159	(109)
Resultado Minoritarios	(1)	(3)	-	(65)	(69)
<b>Resultado Neto</b>	<b>557</b>	<b>297</b>	<b>60</b>	<b>(43)</b>	<b>871</b>

<b>2003</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Comercializ.</b>	<b>Estr.Corp. Serv.Aj.</b>	<b>Neg.Eléc. Nacional</b>
Cifra de Negocio	4.148	5.496	1.594	(661)	10.577
Otros Ingresos Explot.	76	161	61	(74)	224
Consumos	(1.753)	(3.512)	(982)	443	(5.804)
Otros Gastos Externos	(412)	(804)	(549)	463	(1.299)
Gastos de Personal	(328)	(351)	(37)	(116)	(832)
Dot. Amortizac. Var.Prov.	(638)	(400)	(10)	(31)	(1.079)
<b>Resultado Explotación</b>	<b>1.093</b>	<b>586</b>	<b>77</b>	<b>24</b>	<b>1.780</b>
Rdos.Financieros Netos	(144)	(169)	(7)	(153)	(473)
Rdo.Particip.Consolidadas	-	1	-	6	7
Rdo.Extraordinarios Netos	(224)	441	23	140	380
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>725</b>	<b>859</b>	<b>93</b>	<b>17</b>	<b>1.694</b>
Impuestos	(243)	(155)	(32)	(5)	(435)
Resultado Minoritarios	-	(3)	-	(49)	(52)
<b>Resultado Neto</b>	<b>482</b>	<b>701</b>	<b>61</b>	<b>(37)</b>	<b>1.207</b>

<b>2002</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Comercializ.</b>	<b>Estr.Corp. Serv.Aj.</b>	<b>Neg.Eléc. Nacional</b>
Cifra de Negocio	4.345	5.597	1.323	(380)	10.885
Otros Ingresos Explot.	55	127	54	(46)	190
Consumos	(1.711)	(3.725)	(804)	201	(6.039)
Otros Gastos Externos	(384)	(610)	(429)	395	(1.028)
Gastos de Personal	(329)	(341)	(32)	(123)	(825)
Dot. Amortizac. Var.Prov.	(612)	(364)	(14)	(62)	(1.052)
<b>Resultado Explotación</b>	<b>1.364</b>	<b>684</b>	<b>98</b>	<b>(27)</b>	<b>2.119</b>
Rdos.Financieros Netos	(115)	(213)	(19)	(126)	(473)
Rdo.Particip.Consolidadas	-	1	-	67	68
Rdo.Extraordinarios Netos	1.083	(178)	(25)	(55)	825
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>2.332</b>	<b>294</b>	<b>54</b>	<b>(129)</b>	<b>2.551</b>
Impuestos	(250)	204	(16)	(460)	(522)
Resultado Minoritarios	-	-	-	(3)	(3)
<b>Resultado Neto</b>	<b>2.082</b>	<b>498</b>	<b>38</b>	<b>(592)</b>	<b>2.026</b>

Se adjunta Balance del negocio eléctrico nacional segregado por actividades a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

<b>2004</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Comercializ.</b>	<b>Estr.Corp. Servicios</b>	<b>Neg.Eléc. España/P.</b>
Inmovilizado Inmaterial	38	150	27	40	255
Inmovilizado Material	8.725	7.496	6	401	16.628
Inmovilizado Financiero	1.149	1.302	26	449	2.926
F.Comercio Consolidac.	-	2	-	(2)	-
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	27	115	-	349	491
Activo Circulante	1.646	1.383	628	943	4.600
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>11.585</b>	<b>10.448</b>	<b>687</b>	<b>2.180</b>	<b>24.900</b>
Fondos Propios	4.764	1.967	16	(1.692)	5.055
Socios Externos	16	10	-	1.591	1.617
Dif. Negativa Consolidac.	-	-	-	-	-
Ingr. a Distrib.Var.Ejercic.	94	1.411	1	16	1.522
Provisiones Riesgos Gtos.	1.315	1.628	54	471	3.468
Acreedores Largo Plazo	3.908	3.539	153	(429)	7.171
Acreedores Corto Plazo	1.488	1.893	463	2.223	6.067
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>11.585</b>	<b>10.448</b>	<b>687</b>	<b>2.180</b>	<b>24.900</b>

<b>2003</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Comercializ.</b>	<b>Estr.Corp. Serv.Aj.</b>	<b>Neg.Eléc. Nacional</b>
Inmovilizado Inmaterial	29	157	25	39	250
Inmovilizado Material	8.217	6.746	7	411	15.381
Inmovilizado Financiero	1.067	1.319	98	510	2.994
F.Comercio Consolidac.	-	9	-	(9)	-
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	21	136	-	367	524
Activo Circulante	1.235	1.268	494	1.100	4.097
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>10.569</b>	<b>9.635</b>	<b>624</b>	<b>2.418</b>	<b>23.246</b>
Fondos Propios	4.298	1.783	90	(1.404)	4.767
Socios Externos	-	10	-	1.594	1.604
Dif. Negativa Consolidac.	27	68	-	(102)	(7)
Ingr. a Distrib.Var.Ejercic.	95	1.211	1	(3)	1.304
Provisiones Riesgos Gtos.	1.291	1.757	30	444	3.522
Acreedores Largo Plazo	3.660	2.665	169	369	6.863
Acreedores Corto Plazo	1.198	2.141	334	1.520	5.193
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>10.569</b>	<b>9.635</b>	<b>624</b>	<b>2.418</b>	<b>23.246</b>

2002	Generación	Distribución	Comercializ.	Estr.Corp. Serv.Aj.	Neg.Eléc. Nacional
Inmovilizado Inmaterial	32	144	26	53	255
Inmovilizado Material	8.316	6.729	10	546	15.601
Inmovilizado Financiero	1.009	1.194	380	1.394	16.449
F.Comercio Consolidac.	-	7	-	92	99
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	25	155	1	226	407
Activo Circulante	1.261	1.207	528	550	3.546
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>10.643</b>	<b>9.436</b>	<b>945</b>	<b>2.861</b>	<b>23.885</b>
Fondos Propios	4.188	1.449	29	(1.521)	4.145
Socios Externos	-	-	-	90	90
Dif. Negativa Consolidac.	27	68	-	(102)	(7)
Ingr. a Distrib.Var.Ejercic.	103	1.042	1	2	1.148
Provisiones Riesgos Gtos.	1.165	1.717	34	431	3.347
Acreedores Largo Plazo	3.333	3.259	524	2.080	9.196
Acreedores Corto Plazo	1.827	1.901	357	1.881	5.966
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>10.643</b>	<b>9.436</b>	<b>945</b>	<b>2.861</b>	<b>23.885</b>

No se adjunta Cuenta de Resultados ni Balance del negocio eléctrico en el resto de Europa segregado por actividades ya que ambos se corresponden, casi en su totalidad, con ENDESA Italia.

Se adjunta la Cuenta de Resultados del negocio eléctrico en Latinoamérica por actividades a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

2004	Generación	Distribución	Estructura Corp.	Otras Activ.	Ajustes	Neg.Eléc. Latam
Cifra de Negocio	1.876	2.663	(3)	152	(671)	4.017
Otros Ingresos Explot.	21	81	1	58	(38)	123
Consumos	(488)	(1.459)	-	(63)	581	(1.429)
Otros Gastos Externos	(383)	(409)	(66)	(81)	129	(810)
Gastos de Personal	(61)	(156)	(20)	(40)	-	(277)
Dot. Amortizac. Var.Prov.	(223)	(217)	(1)	(2)	-	(443)
<b>Resultado Explotación</b>	<b>742</b>	<b>503</b>	<b>(89)</b>	<b>24</b>	<b>1</b>	<b>1.181</b>
Rdos.Financieros Netos	(216)	(122)	13	-	(1)	(325)
Rdo.Particip.Consolidadas	27	(7)	(1)	(3)	-	16
Rdo.Extraordinarios Netos	(24)	(51)	180	3	-	138
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>521</b>	<b>300</b>	<b>(52)</b>	<b>24</b>	<b>-</b>	<b>793</b>
Impuestos	(92)	(79)	2	(4)	-	(173)
Resultado Minoritarios	(254)	(70)	(25)	(1)	-	(350)
<b>Resultado Neto</b>	<b>175</b>	<b>151</b>	<b>(75)</b>	<b>19</b>	<b>-</b>	<b>270</b>

2003	Generación	Distribución	Estructura Corp.	Otras Activ.	Ajustes	Neg.Eléc. Latam
Cifra de Negocio	1.321	2.597	6	132	(511)	3.545
Otros Ingresos Explot.	(21)	53	5	65	(24)	78
Consumos	(194)	(1.372)	-	(46)	428	(1.184)
Otros Gastos Externos	(292)	(385)	(58)	(59)	119	(675)
Gastos de Personal	(54)	(150)	(23)	(33)	-	(260)
Dot. Amortizac. Var.Prov.	(207)	(203)	(1)	(2)	-	(413)
<b>Resultado Explotación</b>	<b>552</b>	<b>521</b>	<b>(71)</b>	<b>57</b>	<b>12</b>	<b>1.071</b>
Rdos.Financieros Netos	4	(39)	(165)	-	-	(200)
Rdo.Particip.Consolidadas	3	-	15	-	-	18
Rdo.Extraordinarios Netos	(5)	(96)	10	3	(12)	(100)
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>551</b>	<b>365</b>	<b>(358)</b>	<b>60</b>	<b>-</b>	<b>618</b>
Impuestos	(59)	(76)	64	(8)	-	(79)
Resultado Minoritarios	(356)	(87)	(12)	-	-	(455)
<b>Resultado Neto</b>	<b>136</b>	<b>202</b>	<b>(306)</b>	<b>52</b>	<b>-</b>	<b>84</b>

<b>2002</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Estructura Corp.</b>	<b>Otras Activ.</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Neg.Eléc. Latam</b>
Cifra de Negocio	1.371	2.815	8	159	(503)	3.850
Otros Ingresos Explot.	35	168	6	76	(51)	234
Consumos	(162)	(1.446)	-	(80)	431	(1.257)
Otros Gastos Externos	(315)	(427)	(58)	(78)	123	(755)
Gastos de Personal	(66)	(184)	(33)	(34)	-	(317)
Dot. Amortizac. Var.Prov.	(231)	(252)	(2)	(2)	-	(487)
<b>Resultado Explotación</b>	<b>632</b>	<b>674</b>	<b>(79)</b>	<b>41</b>	-	<b>1.268</b>
Rdos.Financieros Netos	(693)	(396)	65	(5)	-	(1.029)
Rdo.Particip.Consolidadas	67	(60)	-	-	-	7
Rdo.Extraordinarios Netos	(80)	(92)	(258)	(25)	*	(455)
<b>Rdo. Antes Impuestos</b>	<b>(83)</b>	<b>95</b>	<b>(447)</b>	<b>11</b>	-	<b>(424)</b>
Impuestos	(167)	(144)	277	(5)	-	(39)
Resultado Minoritarios	126	35	21	-	-	182
<b>Resultado Neto</b>	<b>(124)</b>	<b>(14)</b>	<b>(149)</b>	<b>6</b>	-	<b>(281)</b>

Se adjunta Balance del negocio eléctrico en Latinoamérica segregado por actividades a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

<b>2004</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Estructura Corp.</b>	<b>Otras Activ.</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Neg.Eléc. Latam</b>
Inmovilizado Inmaterial	72	35	1	-	-	108
Inmovilizado Material	5.878	3.029	18	85	(8)	9.002
Inmovilizado Financiero	450	(1.264)	5.685	8	(3.914)	965
F.Comercio Consolidac.	107	345	1.196	-	674	2.322
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	55	72	19	2	(9)	139
Activo Circulante	1.002	1.312	363	131	(474)	2.334
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>7.564</b>	<b>3.529</b>	<b>7.282</b>	<b>226</b>	<b>(3.731)</b>	<b>14.870</b>
Fondos Propios	840	(1.051)	4.919	133	(2.219)	2.622
Socios Externos	1.944	1.323	-	40	157	3.464
Dif. Negativa Consolidac.	265	9	1	-	(263)	12
Ingr. a Distrib.Var.Ejercic.	5	100	51	-	(59)	97
Provisiones Riesgos Gtos.	139	365	151	3	(33)	625
Acreedores Largo Plazo	3.518	1.898	1.937	6	(948)	6.411
Acreedores Corto Plazo	853	885	223	44	(366)	1.639
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>7.564</b>	<b>3.529</b>	<b>7.282</b>	<b>226</b>	<b>(3.731)</b>	<b>14.870</b>

<b>2003</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Estructura Corp.</b>	<b>Otras Activ.</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Neg.Eléc. Latam</b>
Inmovilizado Inmaterial	75	48	1	1	-	125
Inmovilizado Material	5.332	3.152	20	74	(3)	8.575
Inmovilizado Financiero	541	(925)	7.322	12	(5.747)	1.203
F.Comercio Consolidac.	111	317	1.259	-	861	2.548
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	55	65	37	-	(8)	149
Activo Circulante	578	1.378	2.796	149	(2.508)	2.393
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>6.692</b>	<b>4.035</b>	<b>11.435</b>	<b>236</b>	<b>(7.405)</b>	<b>14.993</b>
Fondos Propios	497	(634)	6.447	119	(4.121)	2.308
Socios Externos	1.591	1.199	-	38	107	2.935
Dif. Negativa Consolidac.	263	9	1	-	(256)	17
Ingr. a Distrib.Var.Ejercic.	7	96	51	-	(13)	141
Provisiones Riesgos Gtos.	56	407	327	2	(19)	773
Acreedores Largo Plazo	3.492	1.413	2.489	3	(818)	6.579
Acreedores Corto Plazo	786	1.545	2.120	74	(2.285)	2.240
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>6.692</b>	<b>4.035</b>	<b>11.435</b>	<b>236</b>	<b>(7.405)</b>	<b>14.993</b>

<b>2002</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Estructura Corp.</b>	<b>Otras Activ.</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Neg.Eléc. Latam</b>
Inmovilizado Inmaterial	23	62	2	-	-	87
Inmovilizado Material	5.846	3.348	20	74	(2)	9.286
Inmovilizado Financiero	413	(553)	4.973	13	(3.382)	1.464
F.Comercio Consolidac.	110	326	2.551	-	(282)	2.705
Gtos.Distrib.Var. Ejercic.	40	74	12	-	-	126
Activo Circulante	858	1.346	1.081	135	(855)	2.565
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>7.290</b>	<b>.603</b>	<b>8.639</b>	<b>222</b>	<b>(4.521=)</b>	<b>16.233</b>
Fondos Propios	320	(466)	3.291	95	(1.142)	2.098
Socios Externos	1.350	1.272	(762)	36	1	1.897
Dif. Negativa Consolidac.	293	9	1	-	(286)	17
Ingr. a Distrib.Var.Ejercic.	27	71	40	-	(18)	120
Provisiones Riesgos Gtos.	43	319	321	2	(26)	659
Acreeedores Largo Plazo	3.656	1.622	4.978	30	(2.149)	8.137
Acreeedores Corto Plazo	1.601	1.776	770	59	(901)	3.305
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>7.290</b>	<b>.603</b>	<b>8.639</b>	<b>222</b>	<b>(4.521=)</b>	<b>16.233</b>

### España y Portugal

<b>Generación de Electricidad en España y Portugal (GWh)</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>% var.</b>
<b>Peninsular</b>	<b>84.544</b>	<b>81.345</b>	<b>3,9</b>
Nuclear	27.582	27.697	(0,4)
Carbón	37.203	35.416	5,0
Hidroeléctrica	10.310	11.548	(10,7)
Ciclos combinados	6.039	3.226	87,2
Fuelóleo	1.637	1.917	(14,6)
Régimen Especial	1.773	1.541	15,1
<b>Extrapeninsular</b>	<b>13.150</b>	<b>12.389</b>	<b>6,1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>97.694</b>	<b>93.734</b>	<b>4,2</b>

<b>Ventas de Electricidad en España y Portugal (GWh)</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>% var.</b>
Mercado regulado	65.762	67.702	(2,9)
Mercado liberalizado	30.969	25.295	22,4
<b>TOTAL</b>	<b>96.731</b>	<b>92.997</b>	<b>4,0</b>

<b>Ventas de Gas (GWh)</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>% var.</b>
Mercado regulado	2.697	2.544	6,0
Mercado liberalizado	11.728	6.957	68,6
<b>TOTAL</b>	<b>14.425</b>	<b>9.501</b>	<b>51,8</b>

En 2004, el parque de generación de ENDESA alcanzó una producción neta total de 95.921 GWh, lo que supone un incremento del 4% respecto de 2003. Este incremento fue debido fundamentalmente al fuerte crecimiento de la producción de los ciclos combinados y a la mayor utilización del carbón nacional, que compensaron el descenso de la producción hidroeléctrica. Aunque 2004 ha sido para ENDESA un año hidráulico medio, el año 2003 fue húmedo, por lo que la comparación entre las producciones hidroeléctricas de ambos ejercicios refleja un acusado descenso. Cabe destacar, en particular que las centrales peninsulares de carbón de ENDESA han tenido un funcionamiento muy eficiente, alcanzando un nivel de utilización del 86,7%, lo que ha permitido cubrir el 15,8% de la demanda peninsular española en 2004. En cuanto a otras tecnologías, el fuel-gas peninsular mantiene una presencia testimonial en el mix de generación de ENDESA y su funcionamiento se debe casi exclusivamente a la necesidad de resolver las limitaciones de la red de transporte que tienen lugar en sus zonas respectivas.

La producción de electricidad de ENDESA con instalaciones de cogeneración y energías renovables en España derivada de su integración contable, ha ascendido a 1.773 GWh en 2004. De ellos, 953 GWh han correspondido a energía eólica, 528 GWh a minihidráulica, 199

GWh a cogeneración y los 92 GWh restantes a otras tecnologías incluidas dentro del Régimen Especial. Si estas cifras se calcularan según la participación porcentual de la Compañía en estas instalaciones, la producción sería de 2.817 GWh, de los que 1.203 GWh corresponderían a energía eólica, 550 GWh a minihidráulica, 827 GWh a cogeneración y 236 GWh a otras energías incluidas dentro del Régimen Especial. El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de la producción de energía eléctrica (GWh):

Producción	2004		% Var.	2003		% Var.	2002	
	GWh	%		GWh	%		GWh	%
Hidráulica	10.310	10,7	(10,7)	11.548	12,5	45,9	7.914	8,9
Nuclear	27.582	28,8	(0,4)	27.697	30,0	(2,4)	28.391	31,8
Carbón nacional	25.783	26,9	8,1	23.846	25,9	(7,9)	25.880	29,0
Carbón importado	11.420	11,9	(1,3)	11.570	12,5	3,4	11.185	12,5
Fuelóleo-gas	1.637	1,7	(14,6)	1.917	2,1	(36,8)	3.034	3,4
Ciclos combinados	6.039	6,3	87,2	3.226	3,5	86,0	1.734	1,9
Total Peninsular	82.771	86,3	3,7	79.804	86,6	2,1	78.138	87,4
Extrapeninsular	13.150	13,7	6,1	12.389	13,4	10,2	11.238	12,6
<b>TOTAL</b>	<b>95.921</b>	<b>100,0</b>	<b>4,0</b>	<b>92.193</b>	<b>100,0</b>	<b>2,7</b>	<b>89.376</b>	<b>100,0</b>

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 no han optado por el mercado liberalizado, y, finalmente, el mercado mayorista de generación. Además, en 2004 ENDESA ha continuado consolidado su presencia en el mercado liberalizado portugués. Finalmente, ENDESA desarrolla actividades en el sector del gas en España y Portugal, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado.

En 2004 ENDESA vendió un total de 96.731 GWh que se desglosan de la siguiente manera: 65.762 GWh en el mercado regulado español, 27.404 GWh en el mercado liberalizado español, 1.799 GWh en el mercado liberalizado portugués y 1.766 GWh por las ventas de ENDESA Energía en los mercados liberalizados de otros países europeos. Esta dimensión le proporciona una sólida posición para aprovechar las oportunidades derivadas del proceso de implantación del Mercado Ibérico de la Electricidad (Mibel) que está siendo impulsado por los Gobiernos de España y Portugal.

#### Mercado liberalizado

En 2004, ENDESA suministró 27.404 GWh a clientes del mercado liberalizado español, lo que representa una cuota del 37,1%, mayor en 0,5 puntos que la que poseía al término de 2003. El número de clientes de la Compañía en este mercado era de 552.992 a 31 de diciembre de 2004, es decir, 491.069 más que al término de 2003.

Cabe destacar al respecto que el nivel de retención de clientes de ENDESA en el mercado doméstico liberalizado ha sido del 90,5% y que sus ventas a clientes del mercado liberalizado en las zonas en las que no opera como distribuidor han crecido un 8,7% en 2004, datos que reflejan, por un lado, un elevado nivel de fidelidad entre sus clientes en el contexto de la apertura total del mercado a la competencia y, por otro, una elevada competitividad a la hora de captar nuevos contratos en zonas tradicionalmente abastecidas por otras compañías.

#### Mercado regulado

ENDESA distribuye electricidad en España en un mercado de unos 200.000 km<sup>2</sup> de superficie que corresponde fundamentalmente a 20 provincias de siete Comunidades Autónomas (Cataluña, Andalucía, Baleares, Canarias, Aragón, Extremadura, y Castilla y León) con una población total de alrededor de 20 millones de habitantes.

En 2004, el número de clientes de la Compañía en el mercado regulado, incluyendo tanto los que reciben el suministro a tarifa como los que, estando en las zonas de distribución de ENDESA, se han acogido a la opción de elegir suministrador, creció un 2,2% respecto del año anterior, superando los 10,7 millones de clientes al término del mismo. El cuadro que figura a continuación refleja la evolución del número de clientes de ENDESA en el mercado regulado:

	2004	% Variación	2003	% Variación	2002
Aragón	826.660	1,7	813.196	10,1	738.543
Cataluña	3.940.830	1,7	3.875.908	-	3.876.535
Baleares	611.352	2,2	598.391	2,3	584.750
Andalucía y Extremadura	4.333.257	2,7	4.219.637	2,8	4.105.419
Canarias	1.004.875	2,9	976.138	2,9	948.589
<b>TOTAL ENDESA</b>	<b>10.716.974</b>	<b>2,2</b>	<b>10.483.270</b>	<b>2,2</b>	<b>10.253.836</b>

Los incrementos fueron especialmente significativos en Canarias (2,9%), Andalucía y Extremadura (2,7%) y Baleares (2,2%) y se debieron en buena medida, como en años anteriores, a la implantación de segundas residencias de ciudadanos españoles y extranjeros en estos mercados.

Cabe advertir que en diciembre de 2003 se produjo el traspaso al mercado de Aragón de los 63.000 clientes de la zona conocida como la Franja, que anteriormente estaban adscritos al mercado de Cataluña. Las cifras de clientes de estos dos mercados expuestas en el cuadro adjunto recogen los efectos de ese traspaso tanto en 2003 como en 2004, por lo que son, en ambos casos, homogéneas.

La energía total suministrada a través de las redes de distribución de ENDESA ascendió a 96.088 GWh en 2004, con un crecimiento del 4,5% respecto de 2003. Destacan los elevados crecimientos experimentados por los mercados de Canarias, con un 7,2%, y Andalucía y Extremadura, con un 6,3%.

El cuadro siguiente muestra la evolución de la energía total suministrada por las redes de ENDESA (GWh):

	2004	% Variación	2003	% Variación	2002
Aragón	7.843	2,1	6.742	13,2	5.956
Cataluña	41.039	3,0	40.775	5,7	38.559
Baleares	4.943	3,8	4.760	11,2	4.280
Andalucía y Extremadura	34.708	6,3	32.647	9,4	29.844
Canarias	7.556	7,2	7.046	9,4	6.441
<b>TOTAL ENDESA</b>	<b>96.088</b>	<b>4,5</b>	<b>91.970</b>	<b>8,1</b>	<b>85.080</b>

El porcentaje de la energía total suministrada por las redes de ENDESA que fue servida a clientes del mercado liberalizado se situó en un 31,6% en 2004, frente a un 26,4% en 2003. La plena liberalización del mercado insular que tuvo lugar en 2004 hizo que el porcentaje de energía suministrada destinada a clientes del mercado liberalizado ascendiera a un 9,3% en el conjunto de Canarias y Baleares.

Por otro lado, las ventas de electricidad de la Empresa en el mercado regulado a tarifa disminuyeron en un 2,9% en 2004 con respecto a 2003, situándose en 65.762 GWh. Este descenso fue debido fundamentalmente al significativo traspaso de clientes desde el mercado regulado al liberalizado y a los elevados crecimientos de demanda que se habían registrado en el mercado regulado en 2003.

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

	2004	% Variación	2003	% Variación	2002
Aragón	5.298	13,8	4.654	12,7	4.129
Cataluña	24.458	(9,4)	26.987	5,8	25.519
Baleares	4.531	(4,8)	4.760	11,2	4.280
Andalucía y Extremadura	24.671	1,7	24.254	8,1	22.436
Canarias	6.804	(3,4)	7.046	9,4	6.441
<b>TOTAL ENDESA</b>	<b>65.762</b>	<b>(2,9)</b>	<b>67.701</b>	<b>7,8</b>	<b>62.805</b>

El incremento de la energía destinada al mercado liberalizado, respecto de la cual sólo se cobran peajes, fue del 25% en 2004.



Al igual que antes se ha señalado, las cifras de 2003 no recogen el traspaso de los clientes de la Franja desde Cataluña a Aragón. Si se tiene en cuenta este efecto y la comparación se realiza en términos homogéneos, las ventas del mercado regulado disminuyen un 1,3% en Aragón en 2004 y las de Cataluña lo hacen en un 6,9%. Así pues, una vez homogeneizados los datos relativos a la Franja, las ventas del mercado regulado presentan crecimientos positivos únicamente en Andalucía y Extremadura.

#### Mercado mayorista de generación

ENDESA es el principal operador del mercado mayorista del sistema eléctrico español. En 2004, ENDESA vendió en este mercado 83.723 GWh. Su participación en las ventas, una vez sumadas las del mercado diario y las de los mercados posteriores, se situó en un 39,3%. De la cifra total de ventas, 82.494 GWh procedieron de generación propia de la Empresa, y el resto, de importaciones y de los excedentes adquiridos, al régimen especial.

Por lo que se refiere a las compras, ENDESA adquirió 76.345 GWh que, junto a las compras de energía al régimen especial a tarifa, suministraron los 89.104 GWh necesarios para atender la demanda de los clientes de sus compañías de distribución (ENDESA Red) y comercialización (ENDESA Energía). Completaron las compras 2.706 GWh destinados a exportaciones y 2.016 GWh de autoconsumos en centrales hidroeléctricas de bombeo.

Los factores que más han influido en la evolución del mercado mayorista en 2004 han sido el crecimiento de la generación de las centrales de ciclo combinado, la elevada demanda y el fuerte incremento de las restricciones técnicas. Cabe subrayar que este último aspecto no parece guardar relación con la coyuntura de la explotación, pues la red de transporte ha acogido sin problemas la producción de las nuevas centrales.

#### **Mercado español de gas natural**

A 31 de diciembre de 2004, la cartera de ENDESA en el mercado liberalizado de gas natural estaba integrada por 138.148 clientes, con un consumo contratado anual de 18.562 GWh, frente a 9.024 GWh en 2003, lo que supone un incremento del 106%. En lo referente a ventas en este mercado liberalizado, ENDESA comercializó 11.728 GWh, repartidos entre 85.235 clientes. Este volumen de energía supone un incremento del 69% respecto al comercializado en 2003. En cuanto al número de clientes, el crecimiento ha sido mucho mayor, debido al incremento en el ritmo de liberalización, fundamentalmente en el segmento de Baja Presión.

Si a este volumen se suma el consumo de ENDESA Generación (bicomcombustible y ciclos combinados), que ascendió a 16.150 GWh en 2004, la Empresa alcanza una cuota del 10,5% en el conjunto del mercado liberalizado al cierre del ejercicio 2004, frente al 9% que poseía en 2003.

ENDESA está presente en el sector de la distribución de gas en España a través de su filial al 100% ENDESA Gas, que agrupa las participaciones de la Empresa en los negocios de distribución y venta a tarifa de gas. ENDESA Gas se encuentra presente en siete Comunidades Autónomas y cuenta con autorización para la distribución de gas canalizado en más de 150 poblaciones. A finales de 2004, suministraba gas en España a 301.143 consumidores que suponían un total de 337.586 usuarios, con un volumen acumulado de energía vehiculada de 4.826 GWh, lo que representa una cuota de mercado del 9% sobre el total del mercado regulado de gas natural. Estas cifras suponen crecimientos con respecto al año anterior de un 9,2% en el número de consumidores y de un 13,3% en el volumen de energía vehiculada.

Cabe señalar que la energía vehiculada por las redes de distribución de ENDESA Gas para uso final propio o de terceros en el conjunto del mercado ibérico ascendió a 7.241 GWh en 2004, lo que representa un incremento del 10,9% con respecto al año anterior.

En España, ENDESA Gas distribuye gas natural a través de las compañías Gas Aragón (Aragón), en la que posee el 60,67% del capital social; Distribuidora Regional del Gas (Castilla y León), en la que posee el 45%; D.C. Gas Extremadura, en la que participa con un 47%; y Gesa Gas (Baleares), Gas Meridional (Andalucía) y Gas Alicante (Comunidad Valenciana), de las que es único accionista.

<b>Sociedad</b>	<b>Consumidores</b>	<b>Usuarios</b>	<b>Millones KWh</b>
Gas Aragón	155.609	190.160	2.627.015
Gesa Gas	83.727	83.727	494.751
D.Regional del Gas	13.591	15.278	702131
D.C.Gas Extremadura	31.948	32.153	87.062
Meridional de Gas	11.987	11.987	94.068
Gas Alicante	4.281	4.281	35.582
<b>TOTAL</b>	<b>301.143</b>	<b>337.586</b>	<b>4.825.609</b>

### **Mercado portugués**

En 2004, ENDESA ha continuado consolidando su posición en el mercado liberalizado portugués, alcanzando unas ventas totales de unos 1.799 GWh, lo que supone un incremento del 54% respecto de 2003. A finales del ejercicio, contaba con 637 puntos de suministro y una cuota de mercado del 26%. ENDESA Energía está presente en el mercado portugués a través de Sodesa, fruto de una joint venture al 50% establecida por ENDESA con el grupo industrial luso Sonae, y cuyo objetivo es comercializar electricidad y servicios a los clientes del mercado liberalizado portugués.

ENDESA está presente en el mercado regulado de gas natural como consecuencia de las participaciones del 12,42% y 9,71%, respectivamente, que posee en las compañías Portgas y Setgas, que suministran gas canalizado en Oporto y otras ciudades del norte de Portugal, y en Setúbal y otras ciudades de la zona sur, respectivamente. A 30 de noviembre de 2004, el número total de clientes de estas dos compañías era de 235.802, lo que representa un incremento del 8,4% respecto a noviembre del año anterior. El volumen de energía vehiculada hasta noviembre ascendió a 2.416 GWh, lo que representa un incremento del 6,6% en relación con el mismo período de 2003.

### **Europa y norte de África**

<b>Generación y Ventas de Electricidad en Europa (GWh)</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>% var.</b>
TOTAL Generación	25.012	17.867	40,0
Carbón	9.779	3.341	192,7
Hidroeléctrica	2.402	1.664	44,4
Ciclos combinados	6.338	643	885,7
Fuelóleo	6.483	12.219	(46,9)
Eólica	10	-	Na
<b>TOTAL Ventas</b>	<b>31.887</b>	<b>18.977</b>	<b>68,2</b>

La producción total en 2004 de las empresas europeas no ibéricas en las que ENDESA posee participaciones alcanzó los 32.151 GWh, como resultado de los 20.875 GWh generados por ENDESA Italia y los 11.276 GWh de Snet en Francia, cifra que incluye los que corresponden a esta última compañía por las participaciones que posee en instalaciones en otros países.

En 2004 las ventas totales a clientes con capacidad de elección de suministrador ascendieron a 19.066 GWh y se realizaron en Francia, Italia, Alemania y Andorra. De esta cifra total, 11.942 GWh fueron vendidos a clientes elegibles por ENDESA Italia, 5.358 GWh por Snet y los 1.766 GWh restantes por ENDESA Energía. En 2004, ésta última ha continuado consolidando su posición en varios mercados eléctricos liberalizados del continente. A finales del ejercicio, contaba en estos mercados con 82 puntos de suministro, repartidos entre Francia (49), Alemania (32) y Andorra (1). Por lo que se refiere a esta última, ENDESA Energía mantendrá hasta 2008 el contrato de suministro por el 50% de la energía consumida en el Principado.

Por otro lado, la comercializadora Ergon Energía, creada en 2003 al 50% por ENDESA y ASM Brescia para vender electricidad procedente de las centrales de ENDESA Italia, así como gas y servicios energéticos a clientes finales del mercado italiano, alcanzó en 2004 unas ventas de totales de 3.500 GWh.

A su vez, Snet se ha posicionado como comercializador en el segmento de grandes clientes en Francia aprovechando su cobertura de generación. En estos momentos, es el cuarto comercializador del país, con 358 clientes y 5.358 GWh vendidos en 2004.

### Intercambios internacionales y gestión de la energía

En 2004, ENDESA ha exportado un total de 2.706 GWh a países vecinos, lo que representa el 24% de las exportaciones totales de electricidad realizadas desde España en ese año. Estas operaciones tuvieron como finalidad el suministro de electricidad a clientes de ENDESA Energía en el extranjero y operaciones de venta al por mayor a otros sistemas. La exportación desde España para clientes de ENDESA Energía en Europa ascendió a 908 GWh, repartidos entre 645 GWh a Portugal y 263 GWh a la FEDA (Andorra). El resto de la energía necesaria para los suministros a otros clientes europeos de ENDESA Energía se ha obtenido a través de operaciones de compra realizadas por ENDESA Trading. Por otro lado, ENDESA importó en 2004 un total de 551 GWh procedentes de Francia y Portugal que destinó al mercado mayorista español.

ENDESA actúa en los mercados mayoristas de electricidad para la gestión de sus posiciones en generación y comercialización fuera de España. Entre otros objetivos, esta actuación le permite disponer del suministro necesario para cumplir sus contratos con clientes europeos y equilibrar las posiciones de riesgo en los mercados en los que opera. ENDESA Trading es la filial de ENDESA encargada de esta actividad.

En 2004, ENDESA Trading gestionó un volumen total de energía de 43,92 TWh correspondiente a las operaciones comerciales de ENDESA Energía (1,99 TWh) y Snet (1,52 TWh), a la producción de Snet que se vende al por mayor, a contratos directos de suministro con algunos grandes consumidores industriales, distribuidores y otros agentes, y a operaciones de importación y exportación en las interconexiones existentes entre España, Francia, Alemania, Holanda y Bélgica. Cabe destacar en especial la energía obtenida en las subastas de capacidad virtual de Electricité de France (VPP), cuyas actividades asociadas han supuesto un volumen de 1,18 TWh.

### Latinoamérica

<b>Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>% var.</b>
Chile	16.797	16.524	1,7
Argentina	15.884	11.208	41,7
Perú	5.655	4.683	20,8
Colombia	11.881	10.794	10,1
Brasil	4.889	3.271	49,5
<b>TOTAL</b>	<b>55.106</b>	<b>46.480</b>	<b>18,6</b>

<b>Ventas de Electricidad en Latinoamérica (GWh)</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>% var.</b>
Chile	11.317	10.518	7,6
Argentina	13.322	12.656	5,3
Perú	4.251	3.968	7,1
Colombia	9.655	9.254	4,3
Brasil	13.769	13.130	4,9
<b>TOTAL</b>	<b>52.317</b>	<b>49.526</b>	<b>5,6</b>

### Generación

La generación total de electricidad de las empresas latinoamericanas participadas por ENDESA fue de 55.106 GWh en 2004, lo que supone un incremento del 18,6% respecto al año anterior conforme al detalle que figura en el siguiente cuadro (GWh)

	<b>2004</b>	<b>%Variación</b>	<b>2003</b>	<b>%Variación</b>	<b>2002</b>
Chile	16.797	1,7	16.524	0,2	16.495
Argentina	15.884	41,7	11.208	28,1	8.750
Colombia	11.881	10,1	10.794	(0,4)	10.837
Perú	5.655	20,8	4.683	2,5	4.567
Brasil	4.889	49,5	3.271	32,6	2.467
<b>TOTAL</b>	<b>55.106</b>	<b>18,6</b>	<b>46.480</b>	<b>7,8</b>	<b>43.116</b>

Incluye sólo las cifras de las empresas que se consolidan por integración global.

En diciembre de 2003 inició sus operaciones la central brasileña de ENDESA Fortaleza (319 MW), por lo que 2004 es el primer ejercicio completo en el que ha funcionado, lo que explica gran parte del fuerte incremento que ha registrado la producción en este país con respecto al año anterior.

En Argentina, la conjunción de varios factores ha hecho posible que la producción de ENDESA haya aumentado un 42%. En primer lugar, en 2004 se han registrados incrementos muy elevados en la demanda de energía eléctrica. Este hecho, unido a la escasez de gas en determinados meses del año, ha dado lugar a que hayan entrado en operación todas las centrales disponibles en el sistema, incluso las de costes menos eficientes. En segundo lugar, dado que parte de las centrales térmicas de ENDESA en Argentina disponen de una tecnología que les permite utilizar fuel como combustible en lugar de gas, han sido capaces de absorber una parte significativa de los crecimientos de demanda, aún estando afectadas por restricciones en el suministro de gas.

En Perú, se han dado dos hechos significativos que han propiciado un incremento de la producción eléctrica. En primer lugar, la conversión a gas en ciclo abierto de Etevensa en el mes de agosto, antes mencionada, que ha favorecido que, al tener menores costes de producción, haya sido llamada por el operador peruano para producir en un mayor número de horas. Además, 2004 ha sido un año de baja hidraulicidad en el país, lo que ha hecho que las centrales térmicas de ENDESA hayan tenido mayores horas de funcionamiento que en un año de hidraulicidad media.

#### Distribución

En 2004, la energía vendida por las empresas distribuidoras latinoamericanas participadas por ENDESA ascendió a 52.314 GWh, lo que supone un crecimiento del 5,6% con respecto al ejercicio anterior, conforme se detalla en el cuadro que figura a continuación (GWh):

	<b>2004</b>	<b>%Variación</b>	<b>2003</b>	<b>%Variación</b>	<b>2002</b>
Chile	11.317	7,6	10.518	6,3 (*)	9.895
Argentina	13.322	5,3	12.656	4,3	12.140
Colombia	9.656	4,3	9.254	3,4	8.951
Perú	4.250	7,1	3.968	3,0	3.851
Brasil	13.769	4,9	13.130	3,7	12.657
<b>TOTAL</b>	<b>52.314</b>	<b>5,6</b>	<b>49.526</b>	<b>4,3</b>	<b>47.494</b>

(\*) A fin de efectuar la comparación de manera homogénea, si se elimina de 2002 la cifra de distribución de la compañía distribuidora Río Maipo, desinvertida en 2003, el incremento es del 22%.

Este crecimiento refleja la recuperación de la demanda eléctrica que ha tenido lugar a lo largo de 2004 en el conjunto de la región. La tendencia registrada este año se enmarca en el proceso progresivo de superación de la crisis económica registrada en años anteriores y que ha supuesto volver a alcanzar los niveles históricos de crecimiento que se habían experimentado antes de la misma.

A lo largo de este año, se han producido diversas revisiones tarifarias plurianuales en las empresas en las que ENDESA está presente. Así, en Coelce se ha realizado una revisión que ha supuesto un incremento medio en sus tarifas del 31%. En el caso de Ampla, la revisión le ha supuesto un incremento medio tarifario del 15%. En Chile, se ha efectuado también la Fijación Tarifaria cuatrienal de Chilectra, por la cual su tarifa ha disminuido en un 4%, cifra que ya estaba considerada en las previsiones de la compañía. En Colombia, las tarifas han experimentado un incremento del 20% como consecuencia de ajustes pendientes en la Fijación Tarifaria del año 2003.

Las pérdidas de energía de ENDESA en el conjunto de la región han registrado una clara mejoría, con un valor acumulado del 11,9% en 2004, frente al 12,2% de 2003.

En los cinco países latinoamericanos en los que realiza actividades de distribución, ENDESA contaba al término de 2004 con una base de unos 10,9 millones de clientes, lo que supone un incremento del 3,9% respecto del cierre de 2003, conforme al detalle que figura a continuación (miles de clientes):

	2004	%Variación	2003 (*)	%Variación	2002
Chile	1.371	2,2	1.341	(17,2)	1.620
Argentina	2.139	1,0	2.117	1,3	2.090
Colombia	2.015	2,2	1.972	3,2	1.911
Perú	912	2,2	892	1,0	883
Brasil	4.449	6,9	4.160	9,8	3.788
<b>TOTAL</b>	<b>10.886</b>	<b>3,9</b>	<b>10.482</b>	<b>1,8</b>	<b>10.292</b>

(\*) En 2003 el descenso de clientes en Chile se debe a la venta de la filial Río Maipo realizada en ese ejercicio. Si no se tuviese en cuenta este hecho, la cifra total de clientes en Latinoamérica habría crecido un 5%.

Durante el año 2004, y siguiendo la senda de los años anteriores, ENDESA ha incrementado sustancialmente la calidad del servicio de suministro eléctrico en los países en los que opera. Concretamente, en 2004 el número medio de interrupciones de suministro en la región ha sido de 8, un 12,1% menos que en el año 2003. Asimismo, el tiempo medio de interrupción anual por cliente ha descendido un 7,5%, situándose en 11,1 horas anuales.

### **Otros Negocios**

Durante 2004, Auna ha afianzado su posición como segundo operador español de servicios de telecomunicaciones fijas y móviles. ENDESA es su principal accionista, con una participación del 32,71% en su capital social.

La compañía tuvo un excelente comportamiento económico a lo largo del ejercicio, lo que le permitió hacer su primera aportación positiva al beneficio neto de ENDESA, por importe de 10 millones de euros. Su cifra de negocios alcanzó los 4.242,6 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 11% respecto de 2003. Su cash-flow operativo se situó en 1.140 millones de euros, con un crecimiento del 23,5% respecto del ejercicio anterior.

El operador de telefonía móvil chileno Smartcom PCS, propiedad al 100% de ENDESA, ha tenido en 2004 una evolución muy favorable en términos económicos, lo que le ha permitido hacer una contribución positiva de 10 millones de euros al beneficio neto de ENDESA. La facturación alcanzó los 181,3 millones de euros (137.357 millones de pesos chilenos), lo que representa un crecimiento del 6% respecto de 2003 medido en euros y del 3% en moneda local, a pesar de la bajada del 27% en las tarifas de interconexión aplicadas en el ejercicio. El cash-flow operativo de Smartcom alcanzó los 35,2 millones de euros en 2004, lo que representa un crecimiento del 84,2% con respecto al del ejercicio anterior.

### **6.3. Cuando la información dada de conformidad con los puntos 6.1. y 6.2. se haya visto influenciada por factores excepcionales, debe mencionarse este hecho.**

No existen factores excepcionales que hayan influido en la información facilitada en dichos apartados.

### **6.4. Si es importante para la actividad empresarial o para la rentabilidad del emisor, revelar información sucinta relativa al grado de dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.**

Véase el Apartado 11 en relación con la dependencia del emisor de patentes o licencias, contratos industriales, mercantiles o financieros, o de nuevos procesos de fabricación.

### **6.5. Se divulgará la base de cualquier declaración efectuada por el emisor relativa a su competitividad.**

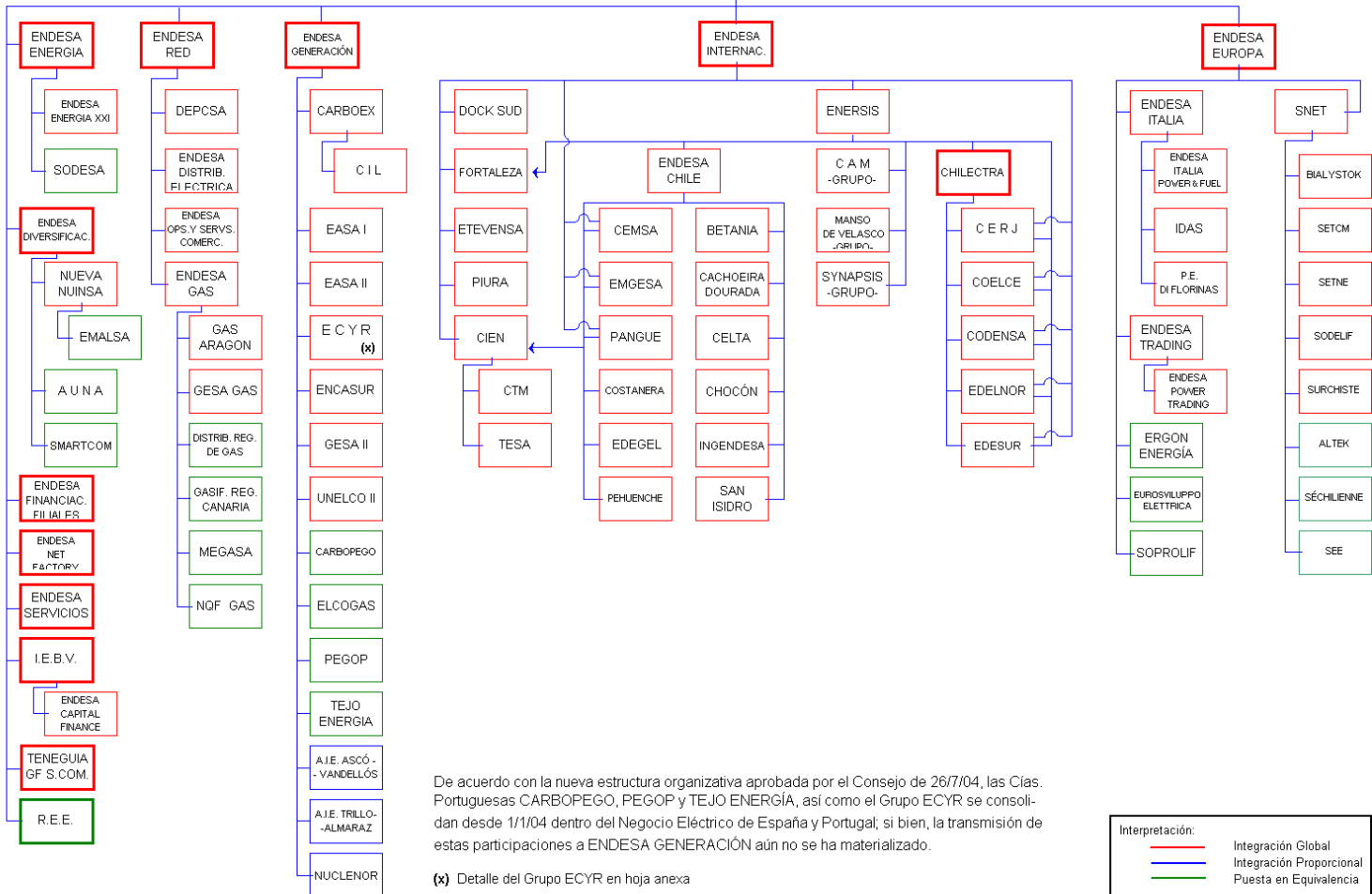
ENDESA no ha realizado ninguna declaración relativa a su competitividad.

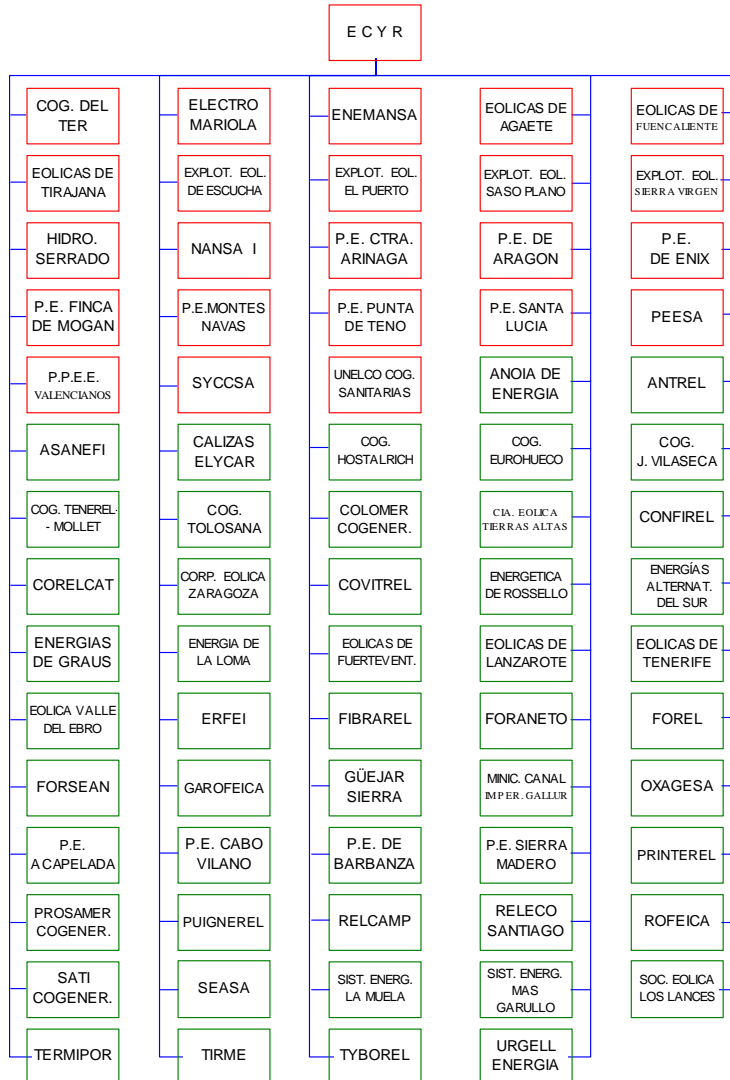
## 7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

### 7.1. Si el emisor es parte de un grupo, una breve descripción del grupo y la posición del emisor en el grupo.

A continuación se detalla mapa societario en el que se recoge, en forma gráfica, la situación al 31 de diciembre de 2004.

PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN AL 31-12-04





ENDESA es la sociedad dominante de un Grupo de Sociedades. Como consecuencia del proceso de reordenación societaria y de la separación de actividades eléctricas para adaptarse a lo dispuesto por la Ley 54/97, 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 2002, 2003 y 2004 se ha centrado fundamentalmente en la gestión y prestación de servicios a su grupo empresarial, no realizando directamente actividades eléctricas.

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

- **ENDESA Generación, Sociedad Anónima Unipersonal**

Fue creada el 22 de septiembre de 1999 para concentrar en ella los activos de generación y minería de ENDESA. En junio de 2000, ENDESA Generación procedió a la integración de sus filiales peninsulares, Sevillana II, Fecsa-Enher II, ERZ II y Viesgo II, de las que ya era propietaria al 100%. En esta operación no se procedió a la fusión en ENDESA Generación de Gesa II y Unelco II, compañías filiales también al 100%. La decisión al respecto se adoptará más adelante, si se estima conveniente, teniendo en cuenta la situación de la actividad de generación en sistemas aislados.

En el marco de la nueva organización implantada por ENDESA en julio de 2004 se ha añadido, a la gestión de los activos de generación y minería que llevaba a cabo en España, la de los activos de generación de ENDESA Europa en Portugal y los de ENDESA Cogeneración y Renovables (ECyR), tras pasados por escisión parcial desde ENDESA Diversificación.

- **ENDESA Red, Sociedad Anónima Unipersonal**

Fue creada el 22 de septiembre de 1999 como culminación del proceso de integración de las compañías de distribución de ámbito territorial de ENDESA en España. Esta sociedad agrupa, entre otras, a ENDESA Distribución Eléctrica, S.L., ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L. y ENDESA Gas, S.A. La primera asume las actividades reguladas de transporte y distribución de electricidad, así como la comercialización a tarifa; la segunda desarrolla actividades de apoyo comercial a las compañías energéticas de ENDESA, y, por último, ENDESA Gas, S.A., agrupa participaciones en compañías operadoras en el mercado regulado de gas natural.

Esta organización ha situado a ENDESA en condiciones para aprovechar mejor la estrecha relación existente entre los mercados de electricidad y gas, que quedaron totalmente abiertos a la competencia el 1 de enero de 2003.

Asimismo, después de la escisión parcial de ENDESA Diversificación, realizada en el marco de la nueva organización implantada por ENDESA en julio de 2004, ENDESA Red controla la sociedad ENDESA Ingeniería.

- **ENDESA Energía, Sociedad Anónima Unipersonal**

ENDESA Energía fue creada el 3 de febrero de 1998 para desarrollar actividades de comercialización en el mercado liberalizado, respondiendo así a las exigencias derivadas del proceso de liberalización del sector eléctrico español.

Su actividad fundamental es el suministro de energías y servicios de valor añadido a los clientes que deciden ejercer su derecho a elegir suministrador y recibir el servicio en el mercado liberalizado.

Además, ENDESA Energía realiza actividades de comercialización en los mercados liberalizados de diversos países europeos: Portugal, Francia, Italia, Alemania y Bélgica.

- **ENDESA Europa, Sociedad de Responsabilidad Limitada Unipersonal**

ENDESA Europa fue creada el 21 de diciembre de 2000 con el objetivo de consolidar la presencia en esta región y aprovechar el crecimiento orgánico de los mercados en los que está



presente, centralizando en una sola compañía la administración y gestión de las participaciones de ENDESA en Europa, que en la actualidad, una vez traspasados los activos de Portugal a ENDESA Generación, son: ENDESA Italia (Italia), Snet y Soprolif (Francia) y ENDESA Trading.

- **ENDESA Internacional, Sociedad Anónima Unipersonal**

Fue creada el 26 de enero de 1998 y su objetivo es gestionar la presencia de ENDESA en el mercado latinoamericano, asumiendo la gestión de un amplio número de empresas, en las que sus participaciones en el capital social le otorgan una posición de control, principalmente, Enersis, ENDESA Chile y Chilectra (Chile), Edesur, Costanera, Dock Sud y El Chocón (Argentina), Cien, ENDESA Fortaleza, Ampla y Coelce (Brasil), Emgesa y Codensa (Colombia), Edegel y Edelnor (Perú).

- **ENDESA Participadas, Sociedad Anónima Unipersonal**

ENDESA Participadas es el resultado de la nueva organización implantada por ENDESA en julio de 2004, en la que se acordó la escisión parcial y traspaso de determinados activos de ENDESA Diversificación como consecuencia de la eliminación de esta línea de negocio, así como el cambio de denominación social de dicha sociedad a ENDESA Participadas. ENDESA Participadas mantiene las participaciones de ENDESA en las compañías Auna (32,7%), Euskaltel (10%) y Smartcom (100%).

- **ENDESA Servicios, Sociedad de Responsabilidad Limitada Unipersonal**

ENDESA Servicios se constituyó el 18 de febrero de 1999 para integrar el conjunto de los servicios de apoyo de cada una de las sociedades participadas por ENDESA en una única compañía.

Tras la nueva organización implantada por ENDESA en julio de 2004, esta sociedad tiene como actividades fundamentales la definición de las políticas sobre compras corporativas, la gestión de los contratos de proveedores globales y de los sistemas de información y telecomunicaciones, la gestión del patrimonio, y, por último, la realización de la estrategia corporativa de desarrollo tecnológico, innovación y gestión del conocimiento.

## 7.2. Lista de las filiales significativas del emisor, incluido el nombre, el país de constitución o residencia, la proporción de interés de propiedad y, si es diferente, su proporción de derechos de voto.

### ENDESA, S.A.

El detalle de las participaciones en empresas del Grupo que figura en las cuentas anuales de ENDESA a 31 de diciembre de 2004 es el que figura a continuación:

<b>Empresas Del Grupo</b>	<b>Domicilio Social</b>	<b>Participación Económica (%) (*)</b>
ENDESA Energía, S.A.	Madrid	100,00
ENDESA Generación, S.A.	Sevilla	100,00
ENDESA Red, S.A.	Barcelona	100,00
International ENDESA, BV	Holanda	100,00
ENDESA Servicios, S.L.	Madrid	100,00
ENDESA Internac., S.A.	Madrid	100,00
ENDESA Participadas, S.A.	Madrid	100,00
ENDESA Net Factory, S.L.	Madrid	100,00
ENDESA Financiación Filiales, S.L.	Madrid	100,00
Teneguía Gestión Financiera, S.L.U.	Gran Canaria	100,00
Teneguía Gestión Financiera Sdad. Comand.	Gran Canaria	94,45
ENDESA Europa, S.L.U.	Madrid	100,00

El detalle de las participaciones en empresas asociadas que figura en las cuentas anuales de ENDESA referidas a 31 de diciembre de 2004 es el siguiente:

<b>Empresas Asociadas</b>	<b>Domicilio Social</b>	<b>Participación Económica (%)</b>
Red Eléctrica de España, S.A.	Madrid	3,00
Interbolsa, S.A.	Madrid	20,00
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	Almería	45,00

Adicionalmente, ENDESA posee el 100% de participación en Sociedad de Gestión de Activos de Generación, Sociedad de Gestión de Activos de Distribución, Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 3, Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4, Apamea 2000 y Nubia 2000, sociedades que no tienen actividad, y sobre las cuales no hay tomada ninguna decisión.

### Cuentas Consolidadas

A continuación, se detallan las participaciones más significativas del Grupo a 31 de diciembre de 2004:

<b>Sociedad</b>	<b>Domicilio Social</b>	<b>Participación Económica (%)</b>
Smartcom, S.A.	Chile	100,00
Teneguía Gestión Financiera, S.L.	España	100,00
Minas y Ferrocarriles de Utrillas, S.A.	España	100,00
Minas Gargallo, S.L.	España	99,91
Eurosviluppo Elettrica, SpA	Italia	50,00
NQF Gas SGPS, S.A.	Portugal	49,00
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	España	47,00
Elcogas, S.A.	España	40,87
Tejo Energía, S.A.	Portugal	35,00
Auna, Oper. Telecom., S.A.	España	32,92
Altek Alarko Santrallari Tesis Isletme ve Ticaret, A.S.	Turquía	32,50
Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	Marruecos	32,00
Yacylec, S.A.	Argentina	22,22
Inversiones Gas Atacama Holding, Ltda.	Chile	18,18
Lyonnaise De Aux Casablanca	Marruecos	18,00
Inversiones Electrogas	Chile	15,45
Séchilienne-Sidec	Francia	15,35
Transmisora Eléctrica de Quillota, Ltda.	Chile	13,64
Euskaltel, S.A.	España	10,00
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	España	14,71
Empresa Energía de Bogotá, S.A.	Colombia	8,08
Red Eléctrica España, S.A.	España	3,00

Desde el 31 de diciembre de 2004 hasta la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones, no se han producido variaciones significativas en la estructura organizativa del emisor.

## 8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

### 8.1. Información relativa a todo inmovilizado material tangible existente o previsto, incluidas las propiedades arrendadas, y cualquier gravamen importante al efecto.

#### España y Portugal

#### Potencia instalada en Régimen Ordinario

Al término del ejercicio 2004, su potencia total instalada era de 21.889 MW, de los cuales 18.132 MW se hallaban en el sistema eléctrico peninsular y los 3.757 MW restantes, en los sistemas extrapeninsulares, es decir, en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. El parque de centrales de ENDESA tiene una capacidad de generación más que suficiente para atender la demanda de sus mercados y posee una estructura adecuadamente diversificada: el 28,6% corresponde a centrales de carbón, el 24,6% a centrales hidroeléctricas, el 21,3% a centrales convencionales de fuel-gas, el 16,6% a centrales nucleares y el 8,9% a centrales de gas con ciclo combinado.

El cuadro que figura a continuación detalla la evolución del parque de generación de ENDESA en los tres últimos ejercicios:

Potencia Instalada	2004		2003		2002	
	MW	%	MW	%	MW	%
Térmica Convencional	12.884	58,9	12.598	58,3	11.956	57,1
Nuclear	3.637	16,6	3.637	16,8	3.632	17,3
Hidroeléctrica	5.368	24,5	5.367	24,8	5.368	25,6
<b>TOTAL</b>	<b>21.889</b>	<b>100,0</b>	<b>21.602</b>	<b>100,0</b>	<b>20.956</b>	<b>100,0</b>

A continuación, se muestra detalle del parque de generación de ENDESA en España al 31 de diciembre de 2003:

Descripción	Localidad	Tipo de Comb.	Nº de Grupos	Potencia Total (MW)	ENDESA (%)	Potencia ENDESA (MW)
<b>SISTEMA PENINSULAR CONVENCIONALES</b>						
<b>Carbón</b>						
Compostilla	León	H-A	5	1.340,6	100,0	1.340,6
Anllares	León	H-A	1	365,2	33,3	121,7
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
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	-	-	16	6.002,1	-	5.758,6
<b>Fuel-Gas Convencional</b>						
Besós 2	Barcelona	F-GN	1	300,0	100,0	300,0
FOIX	Barcelona	F-GN	1	520,0	100,0	520,0
San Adrián 1 Y 3	Barcelona	F-GN	2	700,0	100,0	700,0
San Adrián 2	Barcelona	F	1	350,0	100,0	350,0
Cristobal Colón	Huelva	F-GN	2	308,0	100,0	308,0
Ciclo Combinado						
San Roque 2	Cádiz	CCTG	1	408,3	100,0	408,3
Besós 3	Barcelona	CCTG	1	387,8	100,0	387,8
Tarragona 1	Tarragona	CCTG	1	395,0	100,0	395,0
<b>Total Fuel-Gas</b>	-	-	<b>10</b>	<b>3.369,1</b>	-	<b>3.369,1</b>
<b>Total Térmica Convencional</b>	-	-	<b>26</b>	<b>9.371,2</b>	-	<b>9.127,7</b>
<b>Nucleares</b>						
Ascó I	Tarragona	N	1	1.032,5	100,0	1.032,5
Ascó II	Tarragona	N	1	1.027,2	85,0	873,1
Vandellós 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	1.067,5	1,0	10,7
<b>Total Térmica Nuclear</b>	-	-	<b>7</b>	<b>6.636,4</b>	-	<b>3.636,2</b>
<b>Hidroeléctrica</b>						
<b>Hidráulica Convencional</b>						
UPH Noroeste	-	H	31	733,2	100,0	733,2

<b>UPH Ebro-Pirineos</b>						
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. Territorial Lleida	-	H	64	1.246,3	100,0	1.246,3
<b>UPH Sur</b>						
U. Territorial Córdoba	-	H	47	403,7	100,0	403,7
U. Territorial Antequera	-	H	53	279,7	100,0	279,7
<b>Generación con Bombeo</b>						
Moralets	-	H	3	221,4	100,0	221,4
Sallente y Montamara	-	H	6	534,0	100,0	534,0
Ip y Urdiceto	-	H	3	84,0	100,0	84,0
Tajo Encantada y Guillena	-	H	7	570,0	100,0	570,0
<b>Total Hidroeléctrica</b>	-	-	-	<b>5.367,5</b>	-	<b>5.367,5</b>
<b>TOTAL PENINSULAR</b>	-	-	-	<b>21.375,1</b>	-	<b>18.131,5</b>
<b>SISTEMA EXTRAPENINSULAR</b>						
<b>BALEARES</b>						
<b>Carbón</b>						
Alcudia	Mallorca	CI	4	510,0	100,0	510,0
<b>Fuel-Gas</b>						
Alcudia	Mallorca	G	2	75,0	100,0	75,0
Son Molins	Mallorca	G	1	25,0	100,0	25,0
Son Reus	Mallorca	G	10	537,8	100,0	537,8
Mahon	Menorca	F-G	6	169,5	100,0	169,5
Ibiza	Ibiza	F-G	17	232,5	100,0	232,5
Formentera	Formentera	G	1	14,0	100,0	14,0
<b>Total Baleares</b>	-	-	-	<b>1.563,8</b>	-	<b>1.563,8</b>
<b>CANARIAS</b>						
<b>Fuel-Gas</b>						
Jinamar	Gran Canaria	F-G	13	415,6	100,0	415,6
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	7	461,1	100,0	461,1
Candelaria	Tenerife	F-G	10	288,2	100,0	288,2
Granadilla	Tenerife	F-G	8	438,5	100,0	438,5
Arona	Tenerife	F-G	2	48,6	100,0	48,6
Punta Grande	Lanzarote	D-G	10	174,5	100,0	174,5
Las Salinas	Fuerteventura	D-G	10	149,1	100,0	149,1
El Palmar	La Gomera	D	8	15,9	100,0	15,9
Llanos Blancos	El Hierro	D	7	9,0	100,0	9,0
Los Guinchos	La Palma	D-G	9	80,2	100,0	80,2
Hidráulica						
El Mulato	La Palma	H	1	0,8	100,0	0,8
<b>Total Canarias</b>	-	-	-	<b>2.081,5</b>	-	<b>2.081,5</b>
<b>CEUTA Y MELILLA</b>						
Ceuta	Ceuta	F-D	6	49,9	100,0	49,9
Melilla	Melilla	F-G	7	62,1	100,0	62,1
<b>Total Ceuta y Melilla</b>	-	-	-	<b>112</b>	-	<b>112,0</b>
<b>TOTAL INSULAR-EXTRAP.</b>	-	-	-	<b>3.682,2</b>	-	<b>3.682,2</b>
<b>TOTAL NACIONAL G.ENDESA</b>	-	-	-	<b>25.132,4</b>	-	<b>21.888,8</b>

En 2004, ENDESA invirtió 526 millones de euros en generación de régimen ordinario, de los cuales 332,8 millones de euros se destinaron a la construcción de nuevas instalaciones de generación. La potencia incorporada al mismo durante el ejercicio fue de 265,7 MW, en su mayor parte en centrales de ciclo combinado. Por otro lado, fueron retirados de servicio 32,5 MW, por lo que el incremento neto de la potencia instalada ascendió a 233,2 MW.

A continuación, se describen los proyectos que fueron terminados, desarrollados o iniciados a lo largo del año.

	<b>Descripción</b>
<b>Sistema Peninsular</b>	<p>Firma de un contrato para la instalación de un ciclo combinado de 813 MW en el emplazamiento de la central térmica As Pontes en La Coruña</p> <p>Ingeniería, fabricación e implantación de los equipos necesarios para la transformación a carbón importado del primer grupo de la central térmica de As Pontes (La Coruña)</p> <p>Trabajos de puesta en servicio de los sistemas auxiliares de la central de ciclo combinado Tarragona e inicio del suministro directo de agua desmineralizada, vapor y electricidad a la industria del polígono industrial en el que se encuentra ubicada</p> <p>Inicio de la construcción del ciclo combinado de 400 MW en la central térmica Cristóbal Colón (Huelva)</p> <p>Demolición de la antigua central térmica Málaga y la del grupo 1 de la central térmica Besós y en trámite administrativo la baja del grupo 2 de esta última instalación</p> <p>Contratación de las plantas de desulfuración de los grupos térmicos 4 y 5 de la central Compostilla II (León)</p> <p>Contratación de las actuaciones necesarias en las unidades térmicas de centrales de carbón para la reducción de Nox</p>
<b>Baleares</b>	<p>Contratación de un ciclo combinado de 227 MW para su instalación en el emplazamiento de Ca's Tresorer (Mallorca)</p>

	<p>Inicio del traslado de una turbina de gas de 25 MW de la central Son Molines (Mallorca) a la de Ibiza</p> <p>Instalación de un sistema de enfriamiento del aire de admisión de las turbinas de gas de la central Son Reus (Mallorca)</p> <p>Finalización del proceso de contratación de las plantas de desulfuración de los grupos térmicos 1 y 2 de la central Alcudia (Mallorca)</p> <p>Montaje y puesta en marcha de una turbina de gas de 45 MW en la central Mahón (Menorca)</p> <p>Montaje y puesta en marcha de la segunda turbina de gas del ciclo combinado en Granadilla (Tenerife)</p> <p>Inicio de la instalación de dos turbinas de gas en el emplazamiento de Guía de Isora (Tenerife), con una potencia total de 45 MW.</p> <p>Finalización de la contratación del segundo ciclo combinado de 227 MW que será instalado en el emplazamiento de Barranco de Tirajana (Gran Canaria)</p> <p>Inicio del montaje de dos grupos diesel de 18 MW en la central Punta Grande (Lanzarote)</p> <p>En la central térmica Las Salinas (Fuerteventura), se han llevado a cabo diversas actuaciones: entrada en servicio de un grupo diesel de 18 MW; puesta en servicio de una turbina de 14 MW procedente de la central Los Guinchos; inicio del proyecto de instalación de dos grupos diesel de 18 MW de potencia unitaria</p> <p>En la central Los Guinchos (La Palma): instalación de una turbina de gas móvil de 22 MW; inicio del proyecto de instalación de dos grupos diesel de 12 MW de potencia unitaria</p> <p>En la central El Palmar (La Gomera): entrada en servicio de un grupo diesel de 3,5 MW; inicio del proyecto de instalación de un grupo diesel de 3,5 MW</p> <p>Inicio del proyecto de instalación de dos grupos diesel de 2 MW de potencia unitaria en la central Los Llanos (El Hierro)</p>
<b>Canarias</b>	
<b>Ceuta y Melilla</b>	<p>Inicio del proyecto de instalación de un grupo diesel de 12 MW en la central Ceuta</p> <p>Puesta en servicio de los tanques de almacenamiento de fuelóleo en Ceuta y Melilla</p>

### Potencia instalada en Régimen Especial

ENDESA opera en el denominado régimen especial, integrado fundamentalmente por instalaciones de energías renovables y cogeneración, a través de su participada al 100% en ENDESA Cogeneración y Renovables (ECyR).

Al término de 2004, las instalaciones de cogeneración y energías renovables en servicio o construcción en las que participa ENDESA en España totalizaban una potencia de 2.148 MW, de los cuales 1.672 MW corresponden a energías renovables, y 476 MW a cogeneración y tratamiento de residuos en España. Además, la Compañía participa en instalaciones de cogeneración en Portugal, Colombia y México que suman 107 MW.

Durante el año 2004, la Empresa ha puesto en funcionamiento las siguientes instalaciones de energías renovables: Parque eólico Aldehuelas, en Soria, de 47,2 MW; Parque eólico Punago, en Lugo, de 30,3 MW; Parque eólico Carballeira, en La Coruña, de 24,4 MW; Parque eólico Leboreiro, en Lugo, de 21,12 MW; Parque eólico Tarifa, en Cádiz, de 78,4 MW; Central minihidráulica Gallur, en Aragón, de 3,51 MW de potencia. Además, ECyR ha adquirido el 50% de Hidroeléctrica de Serradó, de 2,1 MW de potencia instalada, por lo que ha pasado a ser propietaria del 100% en de esta minihidráulica. Por otro lado, las desinversiones llevadas a cabo durante 2004 han ascendido a 1,78 MW de potencia en centrales minihidráulicas, y a 2,35 MW en instalaciones de biomasa-biogás.

En el campo de la cogeneración, ECyR ha pasado a ser propietaria del 100% de Cogeneración de Terdón, de 3,14 MW de potencia, y ha vendido la participación en Cogeneración Virgen de la Bella de 17,94 MW, en Cogeneración de Idea-Opel de 20,71 MW y en la cogeneración UTE Seat de 20 MW. Además, ha llevado a cabo desinversiones en el área de desimpacto ambiental por una potencia total de 6 MW, con el fin de optimizar su cartera de participaciones.

Al término del año 2004, la participación de ENDESA en la producción total del régimen especial en España era del 11,84%, con el siguiente desglose: un 9,48% en cogeneración y tratamiento de residuos y un 16% en energías renovables. La presencia media de ENDESA en la propiedad de las instalaciones en las que participa es del 61%, lo que le proporciona una potencia atribuible de 1.203 MW.

Por tecnologías, dicha participación se desglosa como sigue:

- Energía eólica. Al término de 2004, ENDESA participaba en instalaciones que sumaban 1.124 MW en funcionamiento y 252 MW en construcción, lo que le proporciona una cuota del 14,13% en el conjunto del mercado español de esta tecnología. La participación media de ENDESA en estos parques eólicos es del 69%.

- Centrales minihidráulicas. Al cierre del ejercicio 2004, ENDESA participaba en 36 minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento, con una potencia total de 201,85 MW. Durante el año 2005 se pondrán en funcionamiento dos nuevas centrales minihidráulicas, actualmente en construcción, que suman una potencia instalada de 35,65 MW.
- Aprovechamiento de residuos. ENDESA participa en cuatro plantas de tratamiento de residuos que poseen una potencia conjunta de 75 MW. De ellas, tres se dedican al aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos (Tirme, Tirmadrid y TRM) y la cuarta al aprovechamiento de residuos industriales de distinta naturaleza.
- Biomasa. ENDESA participa en seis centrales de aprovechamiento de biomasa en funcionamiento que suman 58,25 MW de potencia. De ellas, tres son plantas de aprovechamiento de biogás: una de ellas en la EDAR de Aguas de Jerez (Cádiz) y las otras dos en los vertederos de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) de Can Mata y El Garraf, en la provincia de Barcelona.
- Cogeneración. Al cierre del ejercicio, ENDESA poseía participaciones en plantas de cogeneración en servicio que sumaban una potencia total de 508,1 MW, de la cual un 21,05% corresponde a instalaciones situadas en Portugal y Latinoamérica. En Portugal, ENDESA y Sonae participan al 50% en la Sociedade Térmica Portuguesa, con una potencia de 71,1 MW.

### Extracción de carbón

ENDESA extrajo en el año 2004 un total de 7,8 millones de toneladas de carbón, equivalentes a 18.377 millones de termias, lo que supone un descenso del 0,2% respecto de 2003 medido en toneladas y del 1,6% medido en termias. Esta extracción representa aproximadamente el 38% de la producción nacional de carbón medida en toneladas.

El cuadro que figura a continuación refleja la producción minera de ENDESA por tipos de carbón (millones de termias PCI):

Sociedad Productora	Tipo de Carbón	2004	% Var.	2003	% Var.	2002
ENDESA Generación	Lignito pardo	10.323	(1,2)	10.452	(7,7)	11.321
ENDESA Generación	Lignito negro	2.882	0,4	2.871	5,3	2.727
ENCASUR	Hulla	4.034	0,2	4.025	(7,6)	4.354
ENCASUR	Antracita	1.138	(13,8)	1.320	(17,5)	1.599
<b>TOTAL</b>	-	<b>18.377</b>	<b>(1,6)</b>	<b>18.668</b>	<b>(6,7)</b>	<b>20.001</b>

P.C.I.: Poder Calorífico Inferior

Las explotaciones de carbón que participaron en la producción de ENDESA fueron la gran explotación a cielo abierto de As Pontes de García Rodríguez (La Coruña); tres explotaciones en la zona de Andorra (Teruel), una de ellas subterránea (mina Oportuna) y dos a cielo abierto (cortas Gargallo y Gargallo Oeste); tres explotaciones en la cuenca del Guadiato (Córdoba), una de ellas subterránea (mina María) y dos a cielo abierto (cortas Cervantes y Ballesta Este) y, por último, una explotación en Puertollano (Ciudad Real), realizada a cielo abierto (corta Emma).

Las ventas totales de carbón disminuyeron un 1,2% respecto de 2003 medidas en termias y fueron levemente superiores a la producción, por lo que los stocks disminuyeron ligeramente.

El cuadro que figura a continuación refleja la evolución del suministro de carbón de ENDESA por destinos (millones de termias PCI):

<b>Sociedad Receptora</b>	<b>C.T. Destino</b>	<b>2004</b>	<b>% Var.</b>	<b>2003</b>	<b>% Var.</b>	<b>2002</b>
ENDESA Generación	As Pontes	10.323	(1,2)	10.452	(7,7)	11.321
ENDESA Generación	Teruel	2.882	0,4	2.871	5,3	2.727
Viesgo Generación	Puente Nuevo	2.122	(2,0)	2.166	(7,9)	2.352
Viesgo Generación	Puertollano	2.072	(3,0)	2.136	(6,5)	2.284
Elcogas	Puertollano	1.061	0,4	1.057	(1,7)	1.076
	GICC					
Otros	Calderas domésticas	0	-	1	-	1
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>18.460</b>	<b>(1,2)</b>	<b>18.683</b>	<b>(5,5)</b>	<b>19.761</b>

P.C.I.: Poder Calorífico Inferior

Del total de estos suministros medidos en termias, el 71,5% se realizó a ENDESA Generación, el 5,8% a la sociedad participada Elcogas y el 22,7% a Viesgo Generación.

### Infraestructuras de Distribución

El cuadro que figura a continuación detalla la evolución de las infraestructuras de distribución en los tres últimos ejercicios:

<b>Km de tendido eléctrico</b>	<b>2004</b>	<b>% Variación</b>	<b>2003 (*)</b>	<b>% Variación</b>	<b>2002</b>
Líneas aéreas de alta tensión	20.904	1,0	20.704	(19,5)	25.728
Líneas subterráneas de alta tensión	599	7,9	555	42,0	544
Líneas aéreas de media tensión	78.012	-	78.048	1,7	76.706
Líneas subterráneas de media tensión	27.509	6,1	25.927	11,2	23.320
Líneas aéreas de baja tensión	121.329	0,6	120.567	2,9	117.196
Líneas subterráneas de baja tensión	41.007	7,8	38.024	3,7	36.672
Centros de transformación (MVA)	47.607	5,6	45.086	15,7	38.975
Subestaciones (MVA)	63.390	11,3	56.977	0,6	56.614

(\*) Los datos de 2003 pueden diferir en algún caso de los publicados en la memoria correspondiente debido a actualizaciones de inventario posteriores a su publicación. Asimismo, los datos de red de BT que se consignan en 2004 son provisionales.

ENDESA invirtió 1.055 millones de euros en instalaciones de distribución en 2004 para atender las necesidades derivadas del crecimiento de sus mercados e incrementar la seguridad y calidad del suministro. Como resultado de estas inversiones, la longitud de las líneas de la red de distribución de ENDESA creció en 5.535 Km en el conjunto del año, de los que 244 Km correspondieron a líneas de alta tensión, 1.546 Km a media tensión y 3.745 Km a baja tensión. Tras estos incrementos, la longitud total de la red de distribución de la Empresa se situó al término del ejercicio 2004 en 289.360 Km, de los cuales el 24% correspondía a líneas subterráneas.

Por otra parte, a lo largo del año se pusieron en servicio un total de 24 nuevas subestaciones y 1.782 centros de transformación de media a baja tensión. Como consecuencia de ello, el número total de subestaciones de ENDESA al término del ejercicio era de 853 y el de centros de transformación, de 127.937.

A su vez, la potencia instalada en transformación se incrementó en 8.934 MVA, lo que representa un 51% de la demanda en punta del mercado de distribución de la Compañía.

A estas actuaciones hay que añadir un importante número de proyectos para mejorar la calidad del suministro mediante la adecuación y renovación de instalaciones, y la implantación de telemandos de redes, que permiten además la reducción de los costes operativos. Otras actuaciones han estado enfocadas a la reducción del impacto medioambiental de las redes y al desarrollo de diferentes planes de electrificación rural que cuentan con el apoyo de las Administraciones respectivas y de los Fondos comunitarios.

Entre los trabajos individuales realizados por la Empresa durante el año 2004 para mejorar y extender su infraestructura de distribución en cada uno de sus mercados territoriales en España, cabe destacar los siguientes:

	<b>Descripción</b>
Cataluña	<p>Terminación de diversas infraestructuras de 220 kV del entorno de la desembocadura del Besós (Barcelona)</p> <p>Nuevos parques 220 kV blindados en Mata y Vilanova, y los cables 220 kV Besós-Mata y Besós-Vilanova, en el anillo metropolitano de la capital</p> <p>Nueva subestación de 220 kV en Riera de Caldes, con transformación 220/25 kV, y parque blindado de 220 kV en la subestación La Roca</p> <p>Construcción de las nuevas subestaciones Iluro y Garraf 110 kV</p> <p>Instalación de nuevos trafo 220 kV/MT en Franqueses</p> <p>Ampliación de la transformación en las subestaciones Torderá, Castellbisbal, Olot, Vielha, Juià, Llançà, Juneda, Palau, Xerta, Serós y –Buixalleu</p> <p>Eliminación de las conexiones en T de Vic y La Roca</p> <p>Desdoblamiento de la línea Vic-Ripoll-Olot 132 kV</p> <p>Plan de telemando de la red de media tensión (MT)</p>
Andalucía y Badajoz	<p>Paso a 66 kV del anillo de 50 kV de Sevilla capital</p> <p>Puesta en servicio de las nuevas subestaciones Facinas 220/66 kV y El Toyo 132/20 kV, los nuevos transformadores 220/66 kV en las subestaciones Alvarado, Cuervo, Lancha, Alhaurín, Órgiva, Gabias y Casares, y la nueva transformación 220/132 kV en Santa Marina</p> <p>Ampliación de la transformación AT/AT de las subestaciones Atarfe, Puente Nuevo, Dos Hermanas, Empalme, Santa Elvira, Los Montes y Puerto Real</p> <p>Puesta en funcionamiento de las nuevas subestaciones de 66 kV/MT Espaldillas, Mancha Real y Gualchos, así como el nuevo parque de 66 kV en Alvarado</p> <p>Actuaciones en líneas: eliminación de la conexión en T de la subestación Rincón de la Victoria, segundo circuito entre Osuna y Villanueva del Rey, segundo circuito de la línea Osuna-Villanueva del Rey, doble circuito Centenario-Tablada y la línea Balboa-Zafra</p>
Baleares	<p>Ampliación de la transformación 66/15 kV en las subestaciones Coliseo, Cala Millor, Inca, Arenal, Marratxí y Son Molines</p> <p>Puesta en servicio de nuevas posiciones de acoplamiento en las subestaciones Llubí y Son Orlandis, de 220 kV</p>
Canarias	<p>Entrada en servicio de la nueva subestación 66/20 kV Los Olivos</p> <p>Puesta en servicio de una nueva línea de AT entre las subestaciones Buenos Aires-Base Naval-Dique del Este (Tenerife); el tendido de un nuevo cable submarino de 60 MVA entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura, y la ampliación de la transformación AT/MT en las subestaciones El Tablero, Guanarteme y Cinsa (Gran Canaria), Punta Grande (Lanzarote), Geneto (Tenerife) y Los Guinchos (La Palma)</p>
Aragón	<p>Instalación de un nuevo centro de control en Miller (Gran Canaria)</p> <p>Puesta en servicio de la subestación Pla-Za 220/132/45/15 kV y la subestación Logística 45/15 kV, las nuevas subestaciones Monegros 110/25 kV y Valdeconsejo 132/15 kV</p> <p>Continuación de las instalaciones necesarias para la evacuación de energía eólica generada que se contempla en el Plan de Evacuación de Régimen Especial de Aragón (Perea), entre las que se incluyen las subestaciones Jalón y Fuendetodos 220 kV</p> <p>Instalación de un transformador 220/66 kV de 30 MVA en Mequinenza, y otro de 132/45 kV de 40 MVA en Azaila</p> <p>Ampliación de la transformación de 45 kV a MT en las subestaciones Calatayud, Torrero, Huesca Este, San Mateo, Paraíso, Epila, Cuarte y La Joyosa</p>

### **Desarrollo del acuerdo de la venta de los activos de la red de transporte**

En noviembre de 2002, ENDESA llegó a un acuerdo con Red Eléctrica de España (REE) para venderle sus activos de transporte de energía eléctrica peninsular. La operación se formalizó el 27 de marzo de 2003. El 27 de julio de 2004, ENDESA y REE han alcanzado un nuevo acuerdo que permitirá agilizar los trámites para el desarrollo de infraestructuras de transporte de electricidad, lo que facilitará la ejecución de las obras previstas en la planificación de las Administraciones, atender las necesidades del mercado ante el incremento de la demanda y aumentar la seguridad del sistema eléctrico en su conjunto.

Los beneficios del desarrollo coordinado de las redes de transporte serán percibidos por cada compañía en su ámbito de actuación. Para ENDESA, supondrá la mejora de las instalaciones de abastecimiento a sus mercados peninsulares (Andalucía, Cataluña, Aragón y Extremadura) y para REE implicará un mejor desarrollo de la red de transporte que favorecerá el cumplimiento de las funciones que tiene encomendadas respecto del conjunto del sistema eléctrico peninsular.

### **Infraestructuras de transporte y distribución de gas**

ENDESA está presente en el sector de transporte de gas a través de ENDESA Gas Transportista, sociedad participada al 100%; Transportista Regional del Gas, participada al 45%, y Gas Extremadura Transportista, participada al 40%. Conjuntamente, estas tres compañías suman 298 km de red de transporte en servicio. En la actualidad, ENDESA tiene en fase de construcción o proyecto diversos gasoductos que supondrán que la Compañía alcance los 600 kilómetros de red de transporte a finales de 2006.



Durante 2004, las distribuidoras de ENDESA Gas han construido 275 km de red, hasta alcanzar 2.540 km de distribución en España, lo que supone un incremento del 12,1% con respecto al año anterior. Las inversiones en redes realizadas en estos nuevos trazados han sido de 22,4 millones de euros.

### **Proyectos de recepción, almacenamiento y regasificación**

ENDESA participa en diversas infraestructuras previstas para la expansión del mercado de gas en España. La participación en estos proyectos es vital para garantizar el abastecimiento de este combustible, que deberá cubrir en gran medida las futuras necesidades de consumo energético, tanto de las nuevas centrales de ciclo combinado como de los clientes finales.

Los proyectos de Terminales Marítimas de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) actualmente en desarrollo en los que participa ENDESA son:

- Reganosa, en Mugardos (La Coruña), en la que posee una participación del 21%. La planta incluirá una red de gasoductos de 130 km de longitud y tendrá una capacidad de almacenamiento y regasificación de 300.000 m<sup>3</sup>, lo que permitirá la distribución de 412.500 Nm<sup>3</sup>/h (3,6 bcm/año) de gas natural.
- Planta Regasificadora de Sagunto, en Sagunto (Valencia), en la que cuenta con una participación del 20%. La instalación tendrá una capacidad de almacenamiento de 300.000 m<sup>3</sup> y de regasificación de 600.000 Nm<sup>3</sup>/h (5,25 bcm/año). Está prevista una ampliación futura de las instalaciones.
- Gasificadora de Canarias (Gascan), en la que la Empresa cuenta con una participación mayoritaria. En la actualidad, se están realizando los estudios y actividades iniciales de los nuevos proyectos de Arinaga (Gran Canaria) y Granadilla (Tenerife). Cada una de estas plantas tiene prevista una capacidad de almacenamiento de 150.000 m<sup>3</sup> y de regasificación de 210.000 Nm<sup>3</sup>/h (1,8 bcm/año).

Además, ENDESA participa con un 12% en el estudio de viabilidad técnica y económica del nuevo gasoducto que unirá directamente Argelia con España a través de Almería. A tal efecto, se ha constituido la sociedad Medgaz, que está llevando a cabo los trabajos técnicos preliminares.

### **Sector energético portugués**

La presencia de ENDESA en el sistema eléctrico de Portugal se centra fundamentalmente en las actividades de generación que realiza como consecuencia de su participación en la compañía Tejo Energía y en instalaciones de cogeneración:

- Generación: ENDESA posee una participación del 35% en Tejo Energia, compañía propietaria de la central térmica de carbón Pego que, con 600 MW de potencia, es una de las principales del país. Esta central tiene vendida su energía a largo plazo al sistema vinculado portugués y su producción en 2004 ha sido de 4.428 GWh, un 6% más que en 2003.
- Cogeneración: ENDESA y Sonae participan con un 50% cada uno en la Sociedade Térmica Portuguesa, que posee una potencia de 71 MW.

Por lo que se refiere a las infraestructuras gasistas, se han construido 260 km en 2004, alcanzando los 3.392 km de red de distribución, lo que supone un incremento del 8% con respecto al cierre del año anterior. Las inversiones totales realizadas en estos nuevos trazados han sido de 18,6 millones de euros.

### **Resto de Europa y norte de África**

A finales de 2004, las empresas europeas no ibéricas en las que ENDESA posee participaciones sumaban una potencia total de 9.294 MW, de los cuales 6.360 MW correspondían a ENDESA Italia y 2.934 MW a Snet.

El cuadro que figura a continuación muestra la potencia instalada de ENDESA en otros países europeos al 31 de diciembre de 2004:

	Localidad	Potencia Instalada (MW)
<b>Italia</b>		
Tavazzano	Italia	1.760
Monfalcone	Italia	976
Núcleo de Terni	Italia	530
Ostiglia	Italia	1.460
Fiume Santo	Italia	960
Núcleo de Cotronei	Italia	369
Trapani	Italia	170
Núcleo de Catanzaro	Italia	115
Parque eólico Florinas	Italia	20
<b>Francia</b>		
Emile Huchet 3	Francia	125
Emile Huchet 4	Francia	125
Emile Huchet 5	Francia	345
Emile Huchet 6	Francia	618
Hornaing 3	Francia	253
Provence 5 (Gardanne)	Francia	618
Lucy 3	Francia	270
Soprolif (Hardanne)	Francia	250
<b>Polonia</b>		
Bialystock (*)	Polonia	330
<b>Turquía</b>		
Altek (*)	Turquía	40
<b>Marruecos</b>		
Tahaddart	Marruecos	400

(\*) Como consecuencia de la participación que ENDESA posee en Snet.

### ENDESA Italia

ENDESA Italia es la tercera generadora del país, con 6.360 MW de potencia instalada y una cuota del 8%. Su parque de generación está compuesto por las centrales térmicas Tavazzano, de 1.760 MW; Monfalcone, de 976 MW; Ostiglia, de 1.460 MW; Fiume Santo, de 960 MW; y Trapani, de 170 MW; por las centrales hidroeléctricas del núcleo de Terni, de 530 MW; núcleo de Cotronei, de 369 MW, y núcleo de Catanzaro, de 115 MW, y por el parque eólico Florinas, de 20 MW.

La transformación del grupo 5 de Tavazzano, que entró en servicio en el ejercicio, forma parte del programa de repowering de centrales térmicas de ENDESA Italia iniciado en 2002 y que supone la conversión de las mismas a tecnologías más eficientes y más compatibles con el medio ambiente, así como un incremento sustancial de su potencia instalada.

En el marco de este programa, se han realizado ya la conversión a ciclo combinado de los grupos 1 y 2 de Ostiglia, la ya citada del grupo 5 de Tavazzano, y la conversión a carbón de los grupos 3 y 4 de la central Fiume Santo, que anteriormente consumían orimulsión. Está previsto que en 2005 finalice la conversión a ciclo combinado del grupo 6 de la central Tavazzano y la del grupo 3 de Ostiglia.

Por otro lado, el 15 de octubre de 2004 ENDESA y ASM Brescia han firmado un acuerdo para la adquisición al 50% de la compañía italiana Eurosviluppo Elétrica, creada para el desarrollo de un proyecto de cogeneración en Scandale (Calabria). Esta compañía dispone de los terrenos y los permisos necesarios para la construcción de dos ciclos combinados de 400 MW cada uno que producirán electricidad y calor. De acuerdo con las previsiones actuales, la planta estaría terminada en 2007 y la inversión correspondiente a ENDESA ascendería a unos 200 millones de euros.

El 29 de julio de 2004 ENDESA Italia firmó un contrato para la compra, por 23,7 millones de euros, del 90% del parque eólico Florinas antes citado, que cuenta con una potencia de 20 MW en operación en la localidad del mismo nombre, situada en Cerdeña. Además, el 3 de noviembre de 2004 ENDESA ha firmado un acuerdo para la compra de un total de 200 MW eólicos en Italia en el período 2005-2007. El importe de la inversión total prevista es de unos 250 millones de euros. Con este acuerdo, ENDESA se asegura en Italia la disposición de un

parque de generación de energías renovables que supondría el 3% de la potencia instalada total de la Compañía en este país, así como garantizar a ENDESA Italia hasta el 60% de la cobertura de sus necesidades futuras de certificados verdes en el mercado italiano. A ello hay que añadir que el 24 de diciembre de 2004 ENDESA Italia ha adquirido el 100% del capital social de la compañía IDAS Srl por un importe máximo de 14 millones de euros. Esta sociedad dispone de las autorizaciones correspondientes para el desarrollo y la gestión de tres proyectos eólicos situados en Trapani, Vizzini y Palermo que incrementarán la capacidad de ENDESA Italia en 91 MW.

### **Snet**

Snet posee ocho grupos térmicos de carbón en Francia, con una potencia instalada total de 2.604 MW. Estos grupos se hallan ubicados en cuatro emplazamientos muy repartidos por el territorio nacional: los grupos 3, 4, 5 y 6 de la central Emile Huchet (Nordeste), que totalizan 1.213 MW de potencia; la central Hornaing (Norte), de 253 MW de potencia; los grupos 4 y 5 de la central Gardanne (Sur), con una potencia total de 868 MW, y la central Lucy 3 (Centro), de 270 MW de potencia. La mayor parte de la producción de estas centrales se vende a Electricité de France (EdF) a través de un contrato a largo plazo. El 11 de diciembre de 2004, Snet ha firmado con EdF el Avenant 3 que regula las condiciones del contrato de compra-venta de energía entre ambas empresas. Mediante este contrato, EdF compra a Snet la energía equivalente a un 90% de la capacidad instalada de esta compañía mediante un precio que recoge los costes fijos y variables de producción y una remuneración del capital invertido.

Además, la compañía posee una participación de control del 65,22% en la central polaca de cogeneración de Bialystock, de 150 MWe y 570 MWt, equivalentes a 330 MWe, que ha producido 1.697 GWh en 2004, y participa al 50% con el grupo turco Alarco en la sociedad Altek (Turquía), que explota 40 MW hidráulicos y tiene en construcción una central de ciclo combinado de gas de 90 MW.

### **Soprolif**

ENDESA posee el 25% de Soprolif, compañía francesa propietaria de una caldera de lecho fluido circulante de 250 MW de potencia. Los demás accionistas de Soprolif son EdF (55%), Sodelif (10%) y Snet (10%). Por lo tanto, el porcentaje del 25% que ENDESA posee de manera directa en esta compañía es adicional al que tiene, de manera indirecta, como consecuencia de su participación en Snet.

La caldera de Soprolif se halla conectada al grupo 4 de la central Provence, propiedad de Snet. Esta última asume, mediante los correspondientes contratos, los servicios de operación y mantenimiento de la instalación. La producción de la caldera ha sido de 1.180 GWh en 2004.

### **Participación en mercados mayoristas de Europa**

ENDESA actúa en los mercados mayoristas de electricidad para la gestión de sus posiciones en generación y comercialización fuera de España. Entre otros objetivos, esta actuación le permite disponer del suministro necesario para cumplir sus contratos con clientes europeos y equilibrar las posiciones de riesgo en los mercados en los que opera. ENDESA Trading es la filial de ENDESA encargada de esta actividad.

ENDESA es accionista con un 5% en el mercado francés Powernext. Además es accionista del mercado organizado de Polonia (Towarowa Gielda Energii) con un 10% y del mercado organizado holandés (APX) con un 2,5%.

### **Negocios en el norte de África**

El 19 de enero de 2005 ha tenido lugar la inauguración y entrada en explotación comercial de la central de ciclo combinado Tahaddart (Marruecos). El 25 de noviembre de 2004 se había producido el primer encendido de la turbina de gas y en diciembre se había procedido a su primera sincronización a la red.

Esta central, de 400 MW de potencia instalada y ubicada en la localidad del mismo nombre, a unos 30 kilómetros de Tánger, es fruto de un acuerdo suscrito en 2001 para la constitución de la sociedad Energie Eléctrique de Tahaddart, encargada de la construcción y derecho de uso

de la central. Esta sociedad está integrada por la compañía marroquí Office National d'Electricité con un 48%, ENDESA con un 32% y Siemens con un 20%.

La central Tahaddart es la primera instalación de generación de ciclo combinado que se construye en Marruecos y supone el 9% de la potencia total del país y el 13% de la térmica. Se prevé que su producción anual alcanzará los 3.100 GWh, lo que representa el 19,5% de la producción eléctrica total marroquí.

## Latinoamérica

### Generación

A finales de 2004, las compañías generadoras participadas por ENDESA en Latinoamérica tenían un parque de generación de 14.053 MW de potencia instalada. El detalle de las centrales en Iberoamérica y de la potencia instalada al 31 de diciembre de 2004 es el que figura a continuación:

	País	Potencia Instalada (MW)
<b>Chile</b>		<b>5.257,7</b>
Los Molles	Chile	18,0
Rapel	Chile	377,0
Sauzal	Chile	76,8
Sauzalito	Chile	12,0
Cipreses	Chile	106,0
Isla	Chile	68,0
Pehuenche	Chile	566,0
Curillinque	Chile	89,0
Loma Alta	Chile	40,0
Abanico	Chile	136,0
El Toro	Chile	450,0
Antuco	Chile	320,0
Pangue	Chile	467,0
Ralco	Chile	690,0
Tarapacá (turbina de gas)	Chile	24,0
Tarapacá (turbina de vapor)	Chile	158,0
Atacama	Chile	781,0
Tal Tal	Chile	244,9
Diego de Almagro	Chile	46,8
Huasco (turbina de gas)	Chile	64,2
Huasco (turbina de vapor)	Chile	16,0
San Isidro	Chile	379,0
Bocamina	Chile	128,0
<b>Argentina</b>		<b>4.492,5</b>
Costanera	Argentina	1.983,0
CBA	Argentina	320,0
Dock Sud	Argentina	869,5
El Chocón	Argentina	1.200,0
Arroyito	Argentina	120,0
<b>Brasil</b>		<b>1.039,5</b>
Cachoeira Dourada	Brasil	658,0
Centrales de Ampla	Brasil	63,0
Fortaleza	Brasil	318,5
<b>Colombia</b>		<b>2.608,6</b>
El Guavio	Colombia	1.150,0
Cadena Vieja	Colombia	-
Cadena Nueva (Charquito, Limonar, Tinta, San Antonio y Tequendamas)	Colombia	95,6
Cadena Pagua (Guaca y Paraiso)	Colombia	600,0
Termostiza	Colombia	223,0
Betania	Colombia	540,0
<b>Perú</b>		<b>1.436,1</b>
Ventanilla	Perú	324,7
Piura	Perú	142,5
Huinco	Perú	247,4
Matucana	Perú	128,6
Callahuanca	Perú	75,1
Moyopampa	Perú	64,7
Huampamí	Perú	30,2

Santa Rosa	Perú	227,1
Yanango	Perú	42,6
Chimay	Perú	150,9
Edelnor	Perú	2,3
<b>República Dominicana</b>		<b>72,3</b>
Punta Cana	República Dominicana	57,1
Bayahibe	República Dominicana	15,2

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

	2004	%Variación	2003	%Variación	2002
Chile	4.477	19,0	3.763	(4,4)	3.935
Argentina	4.492	-	4.492	1,1	4.444
Colombia	2.609	0,8	2.589	(6,0)	2.754
Perú	1.436	(1,5)	1.458	(1,1)	1.474
Brasil	1.039	0,8	1.031	56,7	658
<b>TOTAL</b>	<b>14.053</b>	<b>5,4</b>	<b>13.333</b>	<b>0,5</b>	<b>13.265</b>

El significativo incremento de potencia que ha tenido lugar en Chile se debe a la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Ralco, de ENDESA Chile, de 690 MW de potencia. Además, aunque esto no ha supuesto incremento en la capacidad instalada, es destacable la conversión de la central térmica Etevensa a gas de ciclo abierto. Se trata de la primera instalación de generación que utiliza el gas de Camisea y tiene previsto cerrar una de sus turbinas de gas a ciclo combinado para 2006.

### Central Ralco

Uno de los hechos más relevantes del ejercicio 2004 en el negocio latinoamericano de generación de ENDESA ha sido la entrada en servicio, el 27 de septiembre, de la central hidroeléctrica Ralco, propiedad de su compañía participada ENDESA Chile, en cuya construcción se han invertido unos 570 millones de dólares.

Esta central, que constituye el mayor proyecto hidroeléctrico de Chile y un hito en el ámbito de la ingeniería civil del país, ha requerido la construcción de una presa en el cauce del río Bío Bío que da lugar a la formación de un embalse de 1.222 millones de m<sup>3</sup> de volumen total y de 3.467 hectáreas de superficie máxima. Las aguas que utiliza la central son captadas en el embalse y conducidas por un túnel de 7 km de longitud hasta la sala de turbinas, donde se encuentran las dos unidades generadoras.

La presa tiene una altura máxima de 155 metros y una longitud de 360 metros en su coronación. Se trata de la cuarta más grande del mundo realizada con la técnica de Hormigón Compactado con Rodillo (HCR). En su construcción han trabajado un promedio mensual de 3.000 personas de forma directa y se han necesitado 1,6 millones de metros cúbicos de hormigón.

La central Ralco poseía inicialmente una potencia de 570 MW y una producción estimada de 3.100 GWh anuales. Sin embargo, el 23 de septiembre de 2004, ENDESA Chile presentó ante la Comisión Nacional de Medio Ambiente (Conama) una Declaración de Impacto Ambiental, denominada Aumento de Potencia de la Central Hidroeléctrica Ralco, con el fin de aprovechar la capacidad máxima de apertura de los distribuidores de las turbinas instaladas en la planta y alcanzar una potencia de 690 MW, utilizando un caudal máximo de 452 m<sup>3</sup>/s, es decir, 120 MW y 84 m<sup>3</sup>/s más de lo previsto en el diseño original de la instalación.

El 10 de diciembre de 2004, la Conama ha autorizado ese incremento de potencia, lo que implica aportar al sistema eléctrico del país 120 MW adicionales, mejorar la distribución del recurso hídrico con el fin de cubrir la demanda en horas punta, aumentar marginalmente la generación promedio anual y, en definitiva, conseguir que la instalación aporte en torno al 10% de la electricidad requerida por el Sistema Interconectado Central (SIC) chileno, contribuyendo así de manera relevante a la independencia energética del país.

**Etevensa: contratos de compra de gas de Camisea y de venta de energía a Electroperú**

En agosto de 2003, la compañía peruana Etevensa, participada por ENDESA, se adjudicó el contrato take or pay para la compra de gas natural procedente de los yacimientos de Camisea, así como un contrato a largo plazo con la compañía Electroperú para venderle la electricidad generada a partir del mismo.

Para la utilización eficiente del gas de Camisea y el cumplimiento del contrato citado, Etevensa ha iniciado la conversión a gas y posterior cierre a ciclo combinado de su central térmica Ventanilla, situada al norte de la ciudad de Lima y que en los últimos años había consumido fueloil. La primera fase del proceso de conversión ha concluido en agosto de 2004. Desde entonces, la central de Ventanilla aporta 325 MW al sistema eléctrico peruano funcionando en ciclo simple con gas de Camisea. La conversión de la central culminará en mayo de 2006, fecha en la que se completará el cierre a ciclo combinado de una de las dos turbinas de la instalación y se conseguirá un incremento de su potencia hasta alcanzar los 400 MW.

**Proyecto Callahuanca**

La central hidroeléctrica de Callahuanca, de 75,1 MW, descarga sus aguas sobre el río Santa Eulalia, en las cercanías de Lima. ENDESA ha identificado la posibilidad de incrementar el aprovechamiento hidroeléctrico de los ríos Santa Eulalia y Rímac mediante la sustitución de los tres grupos generadores más antiguos de la central. Este cambio llevará parejo un incremento de potencia instalada de 7,5 MW. La energía renovable adicional procedente de la nueva capacidad desplazará una cantidad determinada de la generación de otras unidades del sistema que utilizan combustibles fósiles.

Por su naturaleza, el proyecto propuesto se ajusta a una de las categorías de actividades del proyecto Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) definidas por Naciones Unidas, ya que contribuye al desarrollo sostenible, cumple con la normativa medioambiental, no produce impactos ambientales significativos, está alineado con las políticas y programas nacionales de desarrollo sostenible del Perú y dispone de aceptación social.

Callahuanca es el primer proyecto de MDL que ha sido presentado en la Oficina de Cambio Climático Española y también a la Autoridad Nacional Designada del Perú (Conam), que lo han aprobado.

**Transporte**

ENDESA es propietaria de CIEN, la interconexión eléctrica a alta tensión existente entre Brasil y Argentina. Posee una participación directa del 55% en su capital social y otra indirecta, a través de ENDESA Chile, por el restante 45%. La primera fase de esta instalación entró en servicio en el primer semestre de 2000, con una capacidad de 1.000 MW. A finales del segundo semestre de ese mismo año, se inició el desarrollo de la segunda fase del proyecto, que permitió duplicar en 2003 la capacidad de transporte de la interconexión.

Por otro lado, desde finales de 2001, ENDESA es socio de la denominada Empresa Propietaria de la Red, sociedad encargada del Proyecto Siepac, consistente en el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá a través de una línea troncal de 1.880 kilómetros y 230 kV, cuya finalización está prevista para 2006. La inversión total estimada será de unos 320 millones de dólares.

Durante el ejercicio 2004, ENDESA ha aportado unos 2 millones de dólares a la Empresa Propietaria de la Red. Además, se han abierto sucursales de la EPR en todos los países centroamericanos implicados en el proyecto y se han iniciado los trámites para la obtención de los derechos de servidumbre por donde transcurrirán los 1.880 km de tendido antes citados.

ENDESA desarrolla también actividades de transporte de energía eléctrica en Argentina como accionista de Yacylec, compañía que opera una línea de 282 km entre la central hidroeléctrica de Yaciretá y la estación transformadora de Resistencia.

Por último, ENDESA posee a través de ENDESA Chile el 50% de la compañía Gas Atacama, propietaria del gasoducto del mismo nombre que transporta gas desde la cuenca norte de Argentina hasta el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING). El gasoducto entró en funcionamiento en 1999 y cuenta con unos 950 km de longitud.

### **Arrendamiento de inmuebles en ENDESA**

Los principales edificios que las distintas empresas de ENDESA en España y Portugal ocupan están en régimen de arrendamiento con la empresa Testa Inmuebles en Renta, S.A. perteneciente al grupo Sacyr-Vallehermoso. Se trata de un total de doce edificios con una superficie total de 132.811 m<sup>2</sup> de oficinas. El importe anual de dichos alquileres es de 26,7 millones de euros.

Entre dichos edificios destaca la sede central en Madrid, calle Ribera del Loira número 60, con una superficie de oficina de 54.960 m<sup>2</sup> y un importe anual de alquiler de 17,6 millones de euros.

## **8.2. Descripción de cualquier aspecto medioambiental que pueda afectar al uso por el emisor del inmovilizado material tangible.**

Véase más detalle del marco regulatorio en Apartado 6.1.

### **Transposición en España de la Directiva de Comercio de Derechos de Emisión**

La incorporación al ordenamiento jurídico español de la Directiva 2003/87/CE ha tenido lugar a través del Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Este Real Decreto ha sido modificado por la Ley 1/2005 de 9 de marzo.

Los objetivos de esta nueva normativa son contribuir a la reducción de estas emisiones de manera económicamente eficiente, materializar los compromisos asumidos por España en relación con el Protocolo de Kioto y cumplir el calendario de aplicación previsto por la Directiva 2003/87/CE, que exige que las instalaciones sometidas a su ámbito de aplicación cuenten con una autorización de emisión de gases de efecto invernadero antes del 1 de enero de 2005 y que esté operativo el Registro Nacional de Derechos de Emisión el 1 de octubre de 2004.

### **Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA)**

El 6 de septiembre de 2004 ha sido publicado en el BOE el Real Decreto 1866/2004, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión que estará vigente durante el período 2005-2007. Los principios básicos del Plan son los siguientes:

- Se fija un objetivo inicial de emisiones en España para el período 2005-2007 de 400,7 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente al año, lo que supondría una reducción de un 0,2% respecto de las emisiones del año 2002, que fueron de 401,3 millones de toneladas.
- Además, para dar cumplimiento a lo establecido en la Directiva 2003/87/CE, se contempla un esfuerzo de reducción adicional en el período 2008-2012, al final del cual las emisiones no deberán sobrepasar en más de un 24% las emisiones de 1990. Teniendo en cuenta que se estima una absorción por sumideros del 2% y la obtención de créditos en el mercado internacional del 7%, esto permitiría alcanzar el objetivo establecido en el Protocolo de Kioto para España, de acuerdo con el cual en el período 2008-2012 el país no deberá superar las emisiones del año 1990 en más de un 15%.
- En relación con el sector eléctrico, se prevén unas emisiones medias de 94 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año en el período 2005-2007. La asignación del Plan es de 89,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, que incluyen 1 millón de toneladas correspondiente a nuevos entrantes y 3,3 millones a ciclos combinados con cogeneración. Además de los 89,7 millones de toneladas citados, se tienen en cuenta 1,6 millones de toneladas para la producción de electricidad con gases siderúrgicos.

- En cuanto al método de asignación, se parte de las emisiones históricas del período 2000-2002, sobre las que se realizan ajustes con la aplicación de criterios geográficos y tecnológicos.
- Nuevos entrantes: a las instalaciones de ciclo combinado que no estén en funcionamiento antes del 30 de septiembre de 2004 y que dispongan de las autorizaciones administrativas correspondientes, les serán asignados derechos de emisión sin ser consideradas como nuevos entrantes. Las instalaciones de ciclo combinado que no estén en funcionamiento antes de esa fecha y que no dispongan de las autorizaciones administrativas señaladas, serán consideradas como nuevos entrantes y dispondrán de una reserva de 1 millón de toneladas de CO<sub>2</sub> al año.
- No se admitirá el denominado banking, es decir, el arrastre de derechos del primer período de asignación (2005-2007) al segundo (2008-2012).

El PNA español ha sido remitido a la Comisión Europea, que lo ha aprobado condicionalmente, dependiendo de modificaciones técnicas que no tendrán impacto en la asignación al sector eléctrico.

El día 21 de enero de 2005 el Consejo de Ministros aprobó la asignación final de derechos individualizada para las 957 instalaciones amparadas por el Real Decreto-Ley 5/2004 de Comercio de Emisiones, así como los ajustes técnicos requeridos en el Real Decreto 1866/2004, del Plan Nacional de Asignación de Derechos.

La asignación final de derechos de emisión a ENDESA durante el período 2005-2007 es igual a 120,1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> conforme al siguiente detalle: 43,0 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2005, 39,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2006, y 37,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2007.

### **Transposición en España de las Directivas de control integrado de la contaminación y de limitación de emisiones de grandes instalaciones de combustión**

La Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, ha sido transpuesta en España mediante el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo. En él se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

Según la Directiva 2001/80/CE, antes del 1 de enero de 2008 las grandes instalaciones de combustión existentes de cada Estado miembro deberán estar acogidas, a criterio de éste, a uno de estos dos esquemas: o bien cumplir individualmente los valores límite de emisión para SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas establecidos en la directiva, o que el Estado miembro establezca un plan nacional de reducción de emisiones para el conjunto de las instalaciones, con libertad de actuación para cada una de ellas, que consiga las mismas reducciones de emisiones que se obtendrían mediante la opción anterior. En ambos casos, podrán eximirse del cumplimiento de los requisitos de emisiones que se establecen en la directiva a las instalaciones que se comprometan por escrito, ante la autoridad competente de cada Estado miembro y antes del 30 de junio de 2004, a no funcionar durante más de 20.000 horas operativas a partir del 1 de enero de 2008 y hasta, como máximo, el 31 de diciembre de 2015.

España, mediante el Real Decreto 430/2004, ha optado por establecer un plan nacional de reducción de emisiones para las grandes instalaciones de combustión existentes, solución que permite una mayor flexibilidad en el tratamiento de las mismas.

Por otro lado, dentro de los trabajos destinados a completar la Directiva 96/61 de prevención y control integrado de la contaminación, durante el año 2004 ha concluido la elaboración de un borrador de documento en el que se proponen las mejores técnicas disponibles de referencia a la hora de conceder la renovación o autorización de grandes instalaciones de combustión.

En cuanto a la Ley 16/2002 que transpone la mencionada Directiva 96/61 al ordenamiento jurídico español, la Administración española continúa con el proceso de elaboración del real decreto que la desarrollará.



### **Transposición en Italia del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión**

El Gobierno italiano ha publicado su Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión y lo ha transpuesto a la legislación nacional por medio del Decreto-Ley 273 del 12 de noviembre de 2004.

La Comisión no ha aprobado el Plan a cierre de 2004 y podría iniciar acciones legales contra Italia por no realizar una asignación a instalación y pretender funcionar con un pool nacional.

El reto de ENDESA en el primer período de aplicación del comercio europeo de emisiones es cumplir con los Planes Nacionales de Asignación de los países europeos afectados por dicha Directiva, garantizando la necesaria disponibilidad del suministro eléctrico en términos de seguridad y coste.

El Plan Estratégico de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible 2003-2007 de ENDESA incluye un programa específico dedicado al cambio climático que promueve reducciones importantes y progresivas de emisiones de gases de efecto invernadero en el ámbito de su actividad empresarial; y, por otro, que el Programa de Nueva Capacidad en España y Portugal incluido en el Plan Estratégico de ENDESA 2005-2009 tiene en cuenta este objetivo, pues se basa prioritariamente en el desarrollo de nuevos ciclos combinados y de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables, fundamentalmente eólica.

## 9. ESTUDIO Y PERSPECTIVAS OPERATIVAS Y FINANCIERAS

**9.1. Situación financiera.** En la medida en que no figure en otra parte del documento de registro, describir la situación financiera del emisor, los cambios de esa situación financiera y los resultados de las operaciones de cada año y para el período intermedio, del que se requiere información financiera histórica, incluidas las causas de los cambios importantes de un año a otro de la información financiera, de manera suficiente para tener una visión del conjunto de la actividad del emisor.

En 2004, ENDESA ha iniciado la implantación de una nueva organización destinada a dotarse de una estructura más flexible y eficiente y a reforzar las funciones operativas de sus líneas de negocio. En el contexto de esta reorganización, se han producido diversas variaciones en la asignación de actividades. En particular, se ha integrado en una única línea de negocio el conjunto de los activos energéticos de ENDESA en España y Portugal a fin de afrontar las perspectivas de desarrollo del mercado eléctrico ibérico (en adelante "Mibel").

Esto supone la integración en este negocio tanto de las participaciones en compañías portuguesas, que hasta ahora se incluían en el negocio eléctrico de Europa, como de la actividad de generación eléctrica en régimen especial, que se desarrolla a través de ENDESA Cogeneración y Renovables (en adelante "ECyR") y que hasta este año estaba incluida en "otros negocios". La información del ejercicio 2004 segregada por actividades recoge esta nueva estructura para el año completo.

Tras esta reorganización, la actividad principal de ENDESA se desarrolla a través de tres grandes negocios eléctricos, definidos básicamente por su ámbito geográfico: España y Portugal, resto de Europa y Latinoamérica, a los que hay que añadir la participación de la Compañía en el sector de las telecomunicaciones. La información que se ofrece a continuación se ajusta a esta nueva organización.

A continuación se exponen las principales magnitudes de la cuenta de resultados consolidada de ENDESA del ejercicio anterior y su comparación con las de los ejercicios anteriores (cifras en millones de euros):

	2004	%Variación	2003	%Variación	2002
Cifras de Negocios	17.642	8,6	16.239	(3,0)	16.739
Cash-flow Operativo	4.885	2,8	4.750	(10,0)	5.278
Resultado de Explotación	3.242	3,1	3.144	(12,2)	3.582
Resultado Actividades Ordinarias	2.087	(2,9)	2.150	43,3	1.500
Resultado Neto	1.379	5,1	1.312	3,3	1.270
Cash-flow	3.872	1,5	3.815	(11,0)	4.285

El beneficio neto de ENDESA ha ascendido a 1.379 millones de euros en 2004 y su beneficio neto por acción ha sido de 1,30 euros, lo que supone en ambos casos un incremento del 5,1% respecto de los obtenidos en 2003. Este beneficio neto ha sido alcanzado con unos resultados extraordinarios positivos de 146 millones de euros, frente a los 277 millones incluidos por este concepto en el beneficio neto de 2003. Todos los negocios de ENDESA han conseguido beneficios netos en 2004:

- El del negocio eléctrico de España y Portugal ha ascendido a 871 millones de euros. El beneficio neto del negocio eléctrico en España y Portugal de 2004 ha sido menor en 336 millones que el de 2003 como consecuencia de los resultados extraordinarios que este negocio tuvo en ese año. Si se descuenta de ambos ejercicios el efecto neto de los resultados extraordinarios, el beneficio neto registra un incremento de 125 millones de euros en 2004, es decir, del 15% con respecto a 2003.
- El del negocio eléctrico en el resto de Europa, a 145 millones con un crecimiento del 178,9%.
- El del negocio eléctrico latinoamericano, a 270 millones, un 221,4% más que en 2003.
- El de los otros negocios, a 93 millones, frente a las pérdidas registradas en 2003.

Entre los hechos más relevantes de la actividad de ENDESA durante el ejercicio 2004, cabe mencionar los siguientes:

- La adquisición en el mes de septiembre de un 35% adicional de Snet, con lo que la participación actual de ENDESA en esta generadora francesa es de un 65%.
- La formalización en el mes de junio de la adquisición al Santander Central Hispano (en adelante "SCH") de un 34,3% adicional de ENDESA Italia. En febrero de 2005, ENDESA ha vendido a ASM Brescia un 5,33% de esta generadora. Tras estas operaciones, la participación de ENDESA en ENDESA Italia es de un 80%.
- La inauguración de la conversión a ciclo combinado del grupo 5 de la central de Tavazzano, propiedad de ENDESA Italia, con 800 MW de potencia.
- El acuerdo suscrito a través de ENDESA Italia con ASM Brescia para la adquisición al 50% de Eurosviluppo Elettrica, compañía creada para el desarrollo de un proyecto de cogeneración de 800 MW en Calabria.
- El acuerdo suscrito con Gamesa para la incorporación de 200 MW eólicos en el plazo de tres años al parque de generación de ENDESA Italia.
- El acuerdo suscrito para la adquisición de 91 MW eólicos en Sicilia.
- La entrada en funcionamiento en Chile de la central hidroeléctrica de Ralco, propiedad de ENDESA Chile, con 690 MW de potencia.
- El inicio de la construcción en Ventanilla de la primera central de ciclo combinado de Perú, propiedad de Etevensa, que tendrá una potencia instalada de 380 MW.
- La sincronización a la red de la central de Tahaddart, de 400 MW, primera instalación ciclo combinado de Marruecos, en la que ENDESA posee una participación del 32%. La central ha entrado en servicio comercial en enero de 2005.
- La venta de la participación del 11,64% que ENDESA poseía en Aguas de Barcelona, así como la de su participación en Netco Redes y la de las filiales Senda Ambiental y Enditel.
- El acuerdo alcanzado con Red Eléctrica de España para la agilización del desarrollo de infraestructuras de transporte eléctrico.
- La aprobación en el mes de julio por parte del Consejo de Administración de la nueva estructura organizativa de la Compañía, cuyos objetivos básicos son conseguir una organización más flexible y eficiente, aligerando su estructura central, y reforzar las funciones operativas de sus negocios, dotándoles de los medios necesarios para facilitar la obtención de resultados.
- La realización de la mayor operación de exportación de certificados de energía verde llevada a cabo en España, consistente en la venta a una compañía centroeuropea de certificados correspondientes a una producción de 219.600 MWh de energía generada por fuentes renovables.
- La inclusión por cuarto año consecutivo en un lugar destacado dentro de los índices internacionales de sostenibilidad Dow Jones Sustainability Stoxx Index y Dow Jones Sustainability World Index, de ámbito europeo y mundial, respectivamente.

## 9.2. Resultado de explotación.

La producción total de ENDESA ha sido de 177.812 GWh en el año 2004, con un crecimiento del 12,5% respecto de 2003. El 45% de esta producción fue generado fuera de España. Cabe subrayar, en especial, los incrementos de producción alcanzados en Europa, con un 40%, y en Latinoamérica, con un 18,6%. En España, la producción se ha situado en 97.694 GWh, lo que representa un crecimiento del 4,2% respecto de 2003.

En cuanto a las ventas totales de electricidad, se han situado en 180.932 GWh, con un crecimiento del 12%. El 48,5% de la energía vendida se suministró en mercados fuera de España. En particular, destaca la evolución de las ventas realizadas por ENDESA Energía en el mercado liberalizado español y en otros mercados liberalizados europeos, que han crecido conjuntamente un 22,4%, y las de ENDESA Italia, que lo han hecho en un 38,3%.

Los fuertes incrementos de la producción y las ventas de electricidad, que tienen una especial relevancia en un mercado tan maduro como el eléctrico, han influido de manera determinante en la favorable evolución del resultado de explotación de ENDESA en 2004, que ha ascendido a 3.242 millones de euros, con un incremento del 3,1% respecto del obtenido en 2003.

El desglose del resultado de explotación entre los tres mercados geográficos en los que ENDESA realiza actividades ha sido el siguiente:

- El resultado de explotación del negocio eléctrico de España y Portugal ha alcanzado los 1.672 millones de euros, con una disminución del 6,1% respecto de 2003.
- El del negocio eléctrico en el resto de Europa se ha situado en 394 millones de euros, con un incremento del 47,0%.
- El del negocio eléctrico latinoamericano ha sido de 1.181 millones de euros, con un incremento del 10,3%.

Esta favorable evolución se ha debido fundamentalmente a los incrementos de la demanda y de los precios, que han compensado el aumento de los costes de los combustibles, excepto en España, donde el incremento de los ingresos no ha sido suficiente para cubrir el de los costes, si bien en el caso de los sistemas extrapeninsulares la remuneración definitiva está aún pendiente de definir.

### **Negocio Eléctrico en España y Portugal**

El resultado de explotación del negocio eléctrico en España y Portugal ascendió a 1.672 millones de euros en 2004, con una reducción del 6,1% respecto de 2003. Este descenso se ha debido al incremento de los costes de combustibles en un 25,4% y de los otros costes de explotación, que lo han hecho en un 17,7% como consecuencia fundamentalmente del aumento de los costes de operación y mantenimiento de la red de distribución en el marco del Plan de Excelencia de la Calidad puesto en marcha por la Compañía.

Los incrementos de los costes de combustibles y de los otros costes de explotación han sido parcialmente compensados por la evolución de los ingresos netos, que han crecido un 7,9%. Este porcentaje ha sido consecuencia del aumento en un 4,2% de la producción, del incremento medio en un 1,7% experimentado por la tarifa regulada en 2004, del crecimiento en un 6,8% del precio medio de los clientes liberalizados y de la repercusión en los ingresos del mayor coste de combustibles soportado por los sistemas extrapeninsulares.

Las variaciones de los principales epígrafes del resultado de explotación han sido las siguientes (cifras en millones de euros):

	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>Diferencia</b>	<b>%</b>
Ingresos netos*	6.448	5.977	471	7,9
Consumos de combustibles	1.889	1.507	382	25,4
Amortizaciones y provisiones	1.082	1.079	3	0,3
Gastos de personal y otros gastos	1.805	1.611	194	12,0
<b>Resultado de explotación</b>	<b>1.672</b>	<b>1.780</b>	<b>(108)</b>	<b>(6,1)</b>

\* Ingresos (-) compras de energía (-) gastos de transporte de energía y otros externos.

A continuación, se expone un análisis detallado del resultado de explotación del negocio de España y Portugal.

### **Ingresos**

La cifra de negocios del año 2004 se ha situado en 11.061 millones de euros, cantidad mayor en un 4,6% que la obtenida en 2003. Seguidamente, se refleja su desglose por partidas (cifras en millones de euros):

	2004	2003	Diferencia	% Variación
Ventas	10.578	10.214	364	3,6
CTC tecnológicos	118	61	57	93,4
CTC carbón	84	66	18	27,3
Prestación de servicios	281	233	48	20,6
<b>TOTAL</b>	<b>11.061</b>	<b>10.574</b>	<b>487</b>	<b>4,6</b>

### Ventas

Las ventas ascendieron a 10.578 millones de euros, con este desglose (cifras en millones de euros):

	2004	2003	Diferencia	% Variación
Generación peninsular en régimen ordinario	3.019	3.066	(47)	-1,5
Generación en régimen especial	67	(*)	67	N/A
Distribución y comercialización a tarifa peninsular	3.869	4.097	(228)	-5,6
Comercialización a clientes liberalizados	1.876	1.439	437	30,4
Sistemas extrapeninsulares regulados	971	980	(9)	-0,9
Compensaciones extrapeninsulares	343	201	142	70,6
Operaciones bilaterales al por mayor	9	106	(97)	-91,5
Gas	325	176	149	84,7
Otros	99	149	(50)	-33,6
<b>TOTAL</b>	<b>10.578</b>	<b>10.214</b>	<b>364</b>	<b>3,6</b>

(\*) En 2003 estas ventas ascendían a 58 millones de euros y se incluían en "otros negocios".

### Generación peninsular

En 2004, la demanda eléctrica del sistema peninsular español ha crecido un 5,3% respecto del año anterior. La generación en régimen ordinario ha crecido algo menos, un 4,8%, como consecuencia del aumento en un 16,9% de la producción en régimen especial.

La producción eléctrica peninsular de ENDESA ha sido de 84.544 GWh, lo que supone un incremento del 3,9% en relación con 2003. De esta cantidad, 82.771 GWh correspondieron a la producción en régimen ordinario vendida en el mercado mayorista, cifra mayor en un 3,7% que la de 2003 y que supone una cuota de mercado del 41,8%.

La cifra de ventas de la generación peninsular en régimen ordinario se ha situado en 3.019 millones de euros, cantidad menor en un 1,5% que la de 2003. Este descenso se ha debido a que el efecto del incremento de la producción antes señalado ha quedado absorbido por el descenso en un 6,2% en el ingreso medio del "pool", incluyendo la garantía de potencia. En términos absolutos, el ingreso medio del "pool", incluyendo la garantía de potencia, ha sido de 33,9 euros por MWh.

La estructura de la generación de electricidad peninsular en régimen ordinario de ENDESA y la del sector han sido las siguientes en 2003 y 2004 (en porcentaje):

	ENDESA		Total Sector	
	2004	2003	2004	2003
Nuclear	33,3	34,7	30,8	31,4
Carbón	44,9	44,4	37,3	37,2
Hidráulica	12,5	14,5	14,7	20,5
Ciclo combinado	7,3	4,0	14,4	7,7
Fuelóleo-gas	2,0	2,4	2,8	3,2
<b>TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

Estos datos confirman que el "mix" de producción de ENDESA no se encuentra tan condicionado como el de otras empresas por el irregular régimen de aportaciones hidráulicas que es característico de la península.

Las centrales peninsulares de carbón de ENDESA han alcanzado un nivel de utilización del 86,7% en el año 2004. Su producción ha permitido cubrir el 15,8% de la demanda peninsular del año. Por lo que se refiere a las empresas del régimen especial que consolidan en ENDESA por integración global, han generado 1.773 GWh en 2004, fundamentalmente mediante aprovechamiento de energías renovables, un 15,1% más que en 2003. Además, ENDESA participa en otras sociedades de este régimen que han producido 3.600 GWh.

El resultado de explotación de ECYR, filial de ENDESA en el sector de cogeneración y renovables, ha sido de 32 millones de euros en 2004 y se encuentra integrado en su totalidad en el negocio de España y Portugal.

### **Distribución y comercialización a tarifa peninsular**

La energía distribuida por ENDESA en el mercado peninsular ha ascendido a 92.643 GWh en 2004, de los cuales 61.622 GWh se han comercializado a clientes que reciben el suministro a través de tarifa regulada. La cifra de peajes de distribución y venta de energía en el mercado regulado ha disminuido un 5,6% respecto de 2003, como consecuencia del descenso en un 2,6% de la energía comercializada a tarifa y de la reducción en un 4,2% del precio de la energía adquirida en el "pool", que se traslada automáticamente a los ingresos reconocidos por venta de energía en este mercado.

### **Comercialización a clientes liberalizados**

En 2004, ENDESA ha vendido 30.969 GWh a clientes del mercado liberalizado, lo que supone un incremento del 22,4% respecto de 2003. Este porcentaje es resultado de un crecimiento del 19,4% en las zonas en las que ENDESA opera como distribuidor, del 8,7% en otras zonas y del 66,5% en la energía suministrada a clientes de otros países europeos.

La mayor energía vendida en el mercado liberalizado, junto con el incremento en un 6,8% de su precio medio, ha dado lugar a un crecimiento del 30,4% en la cifra de ventas de esta actividad, que se ha situado en 1.876 millones de euros.

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado se situaba en 553.711 al 31 de diciembre de 2004. Cabe destacar que el nivel de retención de clientes de la Empresa en el mercado doméstico se sitúa en el 90,5%, lo que refleja un elevado nivel de fidelidad en el contexto de la apertura total del mismo a la competencia.

### **Sistemas extrapeninsulares regulados**

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares ha sido de 13.150 GWh en 2004, con un incremento del 6,1% respecto de 2003. Su demanda ha crecido un 5,8% en el conjunto del ejercicio.

Las ventas han ascendido a 971 millones de euros, lo que supone una disminución del 0,9% con respecto de 2003. Este descenso es consecuencia fundamentalmente del trasvase de clientes del mercado regulado al mercado liberalizado que se ha producido por el ejercicio del derecho de elección de suministrador que ha empezado a aplicarse en los sistemas extrapeninsulares en 2004. Los importes de las ventas realizadas por la Compañía a los clientes del mercado liberalizado de estos sistemas se encuentran incluidos en las cifras totales expuestas del apartado de comercialización.

Además, se ingresaron 221 millones de euros por compensaciones, lo que supone un incremento de 20 millones respecto de 2003.

El Real Decreto 1747/2003 que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares tiene en cuenta que la actividad de generación que se realiza en ellos se ve afectada por un mayor coste que la de la península como consecuencia del mayor margen de reserva necesario, del sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas y de los mayores costes de combustible. Este Real Decreto establece los principios generales que se han de aplicar para determinar las compensaciones derivadas de estas circunstancias específicas, si bien la metodología concreta para su cuantificación está aún pendiente de desarrollo.

La evolución experimentada por el coste de los combustibles en 2004 ha incrementado de manera muy relevante los costes de producción eléctrica de los territorios extrapeninsulares, por lo que la compensación que se habrá de recibir de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto alcanzará un importe significativo. Aunque no es posible realizar una cuantificación definitiva de esta compensación hasta que no se publique el correspondiente desarrollo normativo, las cuentas del ejercicio incluyen un ingreso de 122 millones de euros por este concepto sobre las compensaciones recogidas en la tarifa de 2004 que se han indicado anteriormente.

Esta cifra es menor que la que se derivaría de una consideración estricta de los términos contenidos en ese Real Decreto. No obstante, ENDESA ha aplicado de nuevo un criterio de prudencia al determinarla, con el fin de asegurar razonablemente que el importe que al final se reconozca no resulte en ningún caso menor que el contabilizado.

### Ventas de gas

Las ventas de gas de ENDESA en España han ascendido a 325 millones de euros en 2004, con un incremento del 84,7% en relación con el ejercicio anterior. En términos físicos, las ventas de las sociedades en las que ENDESA posee participación mayoritaria se han situado en 14.425 GWh, lo que supone un incremento del 51,8%. De esta cantidad, 11.728 GWh se han vendido a clientes del mercado liberalizado, con un incremento del 68,6% respecto de 2003, y 2.697 GWh en el mercado regulado. A esta última cifra cabe añadir 1.401 GWh por las ventas en el mercado regulado de sociedades que no consolidan en ENDESA por integración global, dada su escasa significación en el conjunto del Grupo consolidado. Por lo tanto, las ventas totales en el mercado regulado han ascendido a 4.098 GWh, con un incremento del 7,2% respecto de 2003.

Los 15.826 GWh totales vendidos en el conjunto de ambos mercados, junto con los 16.150 GWh consumidos por las centrales de ENDESA, suman un total de 31.976 GWh, lo que representa una cuota de mercado del 10%.

### Costes de transición a la competencia

En 2004, los ingresos del sector han sido suficientes para cubrir la totalidad de los costes del sistema, quedando un remanente de 222 millones de euros para CTC tecnológicos. De este importe, a ENDESA le ha correspondido 118 millones de euros, frente a los 61 millones de 2003.

### Costes de explotación

Seguidamente, se expone el desglose de los diferentes conceptos que componen los costes de explotación del negocio de España y Portugal de ENDESA (cifras en millones de euros):

	2004	2003	Diferencia	% Variación
Aprovisionamientos	6.740	6.327	413	6,5
Compras de energía eléctrica	4.166	4.297	(131)	-3,1
Consumos de materias primas	1.889	1.507	382	25,4
Gastos de transporte de energía y otros externos	685	523	162	31,0
Amortizaciones	1.054	1.044	10	1,0
Provisiones	28	35	(7)	-20,0
Personal	888	832	56	6,7
Otros gastos de explotación	917	779	138	17,7
<b>TOTAL</b>	<b>9.627</b>	<b>9.017</b>	<b>610</b>	<b>6,8</b>

### Aprovisionamientos

En 2004, los aprovisionamientos han ascendido a 6.740 millones de euros, con un aumento de 413 millones en valor absoluto y del 6,5% en términos porcentuales con respecto a 2003. Esta variación ha sido consecuencia fundamentalmente de estos factores:

- Las compras de electricidad, realizadas fundamentalmente por la distribuidora y por la comercializadora de ENDESA para ventas a clientes, han disminuido en 131 millones de

euros, es decir, en un 3,1%. Este descenso ha sido resultado del incremento en un 2,5% de la energía comercializada a los clientes en la península, de la disminución en un 4,2% en el precio medio de la energía adquirida y de las menores compras de energía para operaciones bilaterales. Éstas se han situado en 9 millones de euros en 2004, es decir, 97 millones de euros menos que en 2003.

- Las compras de gas para la venta a clientes han aumentado en 130 millones de euros, es decir, en un 103,2%, debido al incremento en un 51,8% en las ventas totales de gas y al incremento en el precio de este combustible.
- El coste de los combustibles se ha incrementado en 243 millones de euros como consecuencia de la evolución de los precios internacionales y de la mayor producción de electricidad de origen térmico debida al menor nivel de hidráulicidad. Este coste supone un 17,6% de los consumos realizados en 2003. Cabe destacar que el carbón procedente de las instalaciones mineras de ENDESA no se encuentra afectado por la evolución de los precios internacionales de los combustibles y el carbón doméstico adquirido a terceros lo está de manera muy limitada, al revés de lo que le ocurre al gas utilizado en los ciclos combinados, cuyo precio está vinculado a la evolución de los precios del petróleo. Esta circunstancia pone de relieve que el "mix" de producción de ENDESA contribuye de manera relevante a la competitividad de los costes de generación del sistema eléctrico peninsular.
- Los costes de aprovisionamiento para la generación en régimen especial han ascendido a 38 millones de euros. En 2003 estos costes se incluían en "otros negocios".

### **Amortizaciones**

La dotación a la amortización ha sido de 1.054 millones de euros en 2004, con un incremento de 10 millones respecto de 2003. Este incremento recoge el efecto de la mayor amortización derivada de la incorporación de ECYR al negocio de España y Portugal, por importe de 31 millones de euros, así como el efecto del cambio de 30 a 40 años en la estimación de la vida útil de las centrales nucleares realizada desde 1 de enero de 2004, que ha supuesto una menor dotación a amortizaciones por importe de 98 millones de euros respecto de la que hubiera correspondido en caso de no haberse producido este cambio.

Si se descuentan estos efectos, la dotación a la amortización del negocio eléctrico en España y Portugal de ENDESA aumenta en 77 millones de euros como consecuencia de la amortización de las inversiones realizadas en 2003 y 2004.

### **Gastos de personal**

A 31 de diciembre de 2004, la plantilla del negocio de España y Portugal era de 13.650 personas, cifra similar a la existente al cierre de 2003, a pesar del aumento de 95 personas derivado de la incorporación a este negocio de la generación en régimen especial, que en 2003 estaba incluida en "otros negocios".

Los gastos de personal han ascendido a 888 millones de euros en 2004, con un incremento del 6,7% respecto de 2003. Este aumento se ha debido al incremento salarial del ejercicio 2004, al efecto inicial de las reclasificaciones establecidas en el Convenio Colectivo firmado en 2004 para el periodo 2004-2007 y a la incorporación a este negocio de los costes de personal de ECYR, que han ascendido a 6 millones de euros.

### **Otros gastos de explotación**

El epígrafe de "Otros gastos de explotación" se ha situado en 917 millones de euros en 2004, con un incremento de 138 millones respecto del año anterior. Este aumento se ha debido principalmente al incremento en 53 millones euros de los gastos de operación y mantenimiento de las redes eléctricas de la Empresa, como consecuencia de los planes de mejora de calidad de suministro puestos en marcha; a los mayores impuestos pagados, por importe de 21 millones, fundamentalmente como consecuencia del aumento de la Tasa de Ocupación de la Vía Pública debido al incremento de la facturación y de la tasa medioambiental que ha comenzado a aplicarse en Andalucía; a los mayores gastos de carácter comercial por importe



de 15 millones, y a la incorporación a este negocio de la generación en régimen especial, que incluye gastos en este epígrafe por importe de 16 millones.

### Negocio Eléctrico en Europa

El resultado de explotación de este negocio ha ascendido a 394 millones de euros, lo que representa un incremento del 47% respecto del obtenido en 2003. Desde el 1 de septiembre de 2004, este resultado incluye el correspondiente a Snet, que consolida por integración global desde esa fecha y que ha aportado a lo largo de los últimos cuatro meses del año un resultado de explotación de 7 millones de euros y una producción de 4.137 GWh. El resto del resultado de explotación de este negocio corresponde en su práctica totalidad a ENDESA Italia.

Las cifras de ventas y compras de energía de este negocio incluyen las operaciones bilaterales al por mayor realizadas en el mercado europeo, cuyo resultado ha sido equilibrado. Estas operaciones se han reducido en 107 millones de euros respecto de 2003.

### ENDESA Italia

A continuación, se reflejan las variaciones experimentadas en 2004 por los diferentes conceptos que integran el resultado de explotación de ENDESA Italia (cifras en millones de euros):

	2004	2003	Diferencia	% Variación
Cifra de negocios	1.665	1.242	423	34,1
Trabajos para inmovilizado	21	18	3	16,7
Otros ingresos	21	43	(22)	-51,2
Compras de energía	(235)	(79)	(156)	197,5
Consumo de materias primas	(699)	(662)	(37)	5,6
Gastos de transporte de energía	(24)	(5)	(19)	380,0
Gastos de personal	(69)	(67)	(2)	3,0
Amortizaciones	(127)	(116)	(11)	9,5
Otros gastos	(150)	(97)	(53)	54,6
Resultado de explotación	403	277	126	45,5

La cifra de negocios de la compañía italiana se ha incrementado un 34,1%, como consecuencia del aumento en un 38,3% de la energía vendida. Cabe señalar que los ingresos de ENDESA Italia no incorporan 30 millones de euros cobrados como consecuencia de la anulación de la revisión tarifaria aprobada por la Autoridad de la Energía Eléctrica y del Gas, ya que esta anulación ha sido recurrida.

La energía vendida por ENDESA Italia en 2004 ha sido de 26.246 GWh, de los que 5.371 GWh corresponden a energía adquirida a terceros, lo que ha supuesto un coste de 235 millones de euros.

Su generación de electricidad ha sido de 20.875 GWh, con un incremento de 3.008 GWh, es decir, del 16,8% respecto de 2003. Este incremento ha sido resultado del aumento en 738 GWh de la producción hidroeléctrica y en 2.270 GWh de la termoeléctrica. Esta última variación, junto con la evolución del precio del combustible, ha dado lugar a un incremento de 37 millones de euros en el coste de los combustibles.

El 1 de octubre de 2004 la Unión Europea ha autorizado los "stranded costs" reconocidos en Italia. Del importe total aprobado, 169 millones de euros corresponden a ENDESA Italia. En estos momentos, las modalidades y calendario de cobro están pendientes de definición, por lo que no se ha contabilizado ningún ingreso por este concepto.

### Negocio Eléctrico en Latinoamérica

El resultado de explotación del negocio eléctrico latinoamericano ha ascendido a 1.181 millones de euros en 2004, con un crecimiento del 10,3%.

Este crecimiento medido en euros se ha conseguido a pesar de que el tipo medio de cambio de esta moneda respecto del dólar ha sido mayor en un 8,9% en 2004 que en 2003 y de que una

parte significativa de los ingresos de este negocio, fundamentalmente los de generación y los de la interconexión entre Brasil y Argentina, están vinculados a la evolución del dólar. Si se mide en dólares, el resultado de explotación del negocio eléctrico latinoamericano registra un incremento del 21,1% en 2004.

La evolución del cash flow operativo y del resultado de explotación desglosada por actividades ha sido la siguiente (cifras en millones de euros):

	Cash-flow operativo			Resultado de explotación		
	2004	2003	% Var.	2004	2003	%Var.
Generación y transporte	963	905	6,4	740	681	8,7
Distribución	677	602	12,5	484	417	16,1
Otros	(40)	(23)	N/A	(43)	(27)	N/A
<b>TOTAL</b>	<b>1.600</b>	<b>1.484</b>	<b>7,8</b>	<b>1.181</b>	<b>1.071</b>	<b>10,3</b>

Destacan los incrementos del cash-flow operativo y del resultado de explotación del negocio de distribución, que han sido del 12,5% y 16,1%, respectivamente. Los del negocio de generación y transporte, aunque menores, han sido también significativos (un 6,4% y un 8,7%, respectivamente), sobre todo si se tiene en cuenta que la devaluación del dólar con respecto al euro repercute en los ingresos de estas empresas, que en una parte relevante están vinculados al dólar.

El cuadro siguiente recoge el cash-flow operativo y el resultado de explotación por negocios, desglosados de acuerdo con los países en los que ENDESA desarrolla actividades a través de empresas consolidadas por integración global (cifras en millones de euros):

Generación y Transporte	Cash-flow Operativo			Resultado de Explotación		
	2004	2003	% Var.	2004	2003	% Var.
Chile	295	260	13,5	208	172	20,9
Colombia	221	185	19,5	177	143	23,8
Brasil – Generación	97	33	193,9	83	26	219,2
Brasil – Transporte	83	145	(42,8)	66	129	(48,8)
Perú	133	144	(7,6)	95	105	(9,5)
Argentina - Generación	123	123	-	100	96	4,2
Argentina – Transporte	11	15	(26,7)	11	10	10,0
<b>TOTAL</b>	<b>963</b>	<b>905</b>	<b>6,4</b>	<b>740</b>	<b>681</b>	<b>8,7</b>

Distribución	Cash-flow Operativo			Resultado de Explotación		
	2004	2003	% Var.	2004	2003	% Var.
Chile	167	148	12,8	146	131	11,5
Colombia	204	138	47,8	135	75	80,0
Brasil	167	176	(5,1)	118	125	(5,6)
Perú	69	69	-	40	42	(4,8)
Argentina	70	71	(1,4)	45	44	2,3
<b>TOTAL</b>	<b>677</b>	<b>602</b>	<b>12,5</b>	<b>484</b>	<b>417</b>	<b>16,1</b>

A continuación, se exponen los principales factores que han influido a lo largo de 2004 en la evolución de estos conceptos en los diferentes países en los que opera ENDESA.

### Chile

El resultado de explotación de la actividad de generación en Chile ha ascendido a 208 millones de euros, con un aumento del 20,9% respecto de 2003. El incremento de 103 millones de euros en las compras de energía y el consumo de combustibles se ha visto compensado por un aumento similar en la cifra de negocios.

La devaluación del peso chileno respecto del dólar en los primeros meses de 2004, en los que aún se desarrollaba la construcción de la central de Ralco, ha permitido realizar una activación de gastos superior en 42 millones de euros a la del ejercicio anterior, que incluso fue negativa.

El resultado de explotación de la distribución se ha situado en 146 millones de euros, con un aumento del 11,5% respecto de 2003. Este aumento se ha debido fundamentalmente a la mejora en 32 millones de euros del margen de contribución, medido como diferencia entre la cifra de ingresos y la de compras de energía, a pesar de que los costes fijos se han incrementado en 11 millones de euros y las amortizaciones y provisiones lo hicieron en 6 millones.

### **Colombia**

El resultado de explotación de la generación en Colombia ha ascendido a 177 millones de euros, lo que representa un incremento del 23,8% respecto de 2003. Este incremento se ha debido en su totalidad al aumento del margen bruto, como consecuencia del crecimiento en 39 millones de euros de la cifra de negocios, del descenso en 12 millones de las compras de energía y del incremento en 15 millones de los gastos de transporte de energía.

El resultado de explotación de la distribución se ha situado en 135 millones de euros, con un incremento de 60 millones respecto de 2003, es decir, del 80%. Esta mejora se ha producido fundamentalmente por la revisión de la tarifa, lo que, junto con el incremento de la energía vendida, ha permitido incrementar la cifra de negocio en 94 millones de euros, es decir, un 21,7%, mientras que las compras de energía han aumentado en sólo 27 millones.

### **Brasil**

El resultado de explotación de la generación en Brasil ha sido de 83 millones de euros, es decir, 57 millones más que en 2003. Este crecimiento se ha producido fundamentalmente por el funcionamiento de la central térmica de Fortaleza, que entró en servicio a finales de 2003.

Por su parte, la central de Cachoeira Dourada tras materializar el acuerdo definitivo con CELG sobre la facturación que ha de realizar a esta sociedad, ha alcanzado en 2004 un resultado de explotación mayor en 11 millones de euros que el de 2003.

El resultado de explotación de la distribución ha ascendido a 118 millones de euros, con una disminución del 5,6% respecto de 2003, debido fundamentalmente al retraso temporal en el pase a tarifa del mayor coste de las compras de energía de Coelce a la central térmica de Fortaleza, efecto que no se compensará hasta el año 2005.

La cifra de negocios ha aumentado en 113 millones de euros, es decir, en un 15,1%, como consecuencia de las revisiones de tarifas en Coelce y Ampla (nueva denominación de la antigua Cerj). A su vez, las compras de energía se han incrementado en 106 millones de euros, por el efecto antes mencionado en Coelce, y los costes fijos, en 13 millones.

El resultado de explotación de la interconexión entre Brasil y Argentina ha sido de 66 millones de euros en 2004, un 48,8% menos que en 2003, como consecuencia, por un lado, de la devaluación del dólar respecto del euro registrada en 2004, ya que los ingresos de esta interconexión están expresados en dólares; y, por otro, de las nuevas condiciones del contrato de CIEN con Copel, en las cuales el principal efecto ha sido la reducción de 800 MW a 400 MW del término de potencia contratada por esta compañía.

### **Perú**

El resultado de explotación de la generación en Perú ha ascendido a 95 millones de euros en 2004, cantidad menor en 10 millones de euros que la de 2003. Esta disminución se debe en su mayor parte a la devaluación del sol peruano con respecto al euro registrada en 2004. Sin esta devaluación, el resultado de explotación se habría reducido tan sólo en 3 millones de euros, ya que el aumento del 28% en los ingresos ha permitido compensar el aumento del coste de los combustibles.

El resultado de explotación de la distribución ha sido de 40 millones de euros en 2004, con una disminución de 4,8% respecto de 2003. Al igual que en el caso de la generación, esta disminución se ha producido por la devaluación del sol peruano con respecto al euro, pues el resultado se mantiene si se mide en soles peruanos.

## **Argentina**

El resultado de explotación de la generación de Argentina se ha situado en 100 millones de euros en 2004, un 4,2% más que en 2003. Este aumento se ha alcanzado a pesar de la devaluación del peso argentino respecto del euro durante 2004, ya que ha sido posible trasladar a los ingresos el incremento del coste de combustible, tanto por el incremento del precio unitario como por el de su producción.

El resultado de explotación de la distribución ha sido de 45 millones de euros en 2004, un 2,3% más que en 2003. Este aumento ha sido posible, a pesar de la devaluación del peso argentino en relación con el euro antes señalada, por el aumento en un 13,5% del resultado de explotación medido en moneda local.

## **Otros Negocios**

El operador español Auna ha aportado 10 millones de euros de beneficio en 2004 por la participación correspondiente a ENDESA. A su vez, la compañía chilena de telefonía móvil Smartcom ha aportado beneficios también por importe de 10 millones de euros. Estas contribuciones han supuesto una mejora de 26 y 44 millones de euros, respectivamente, en comparación con los efectos que ambos operadores tuvieron sobre los resultados de ENDESA en 2003.

### **9.2.1. Información relativa a factores significativos, incluidos los acontecimientos inusuales o infrecuentes o los nuevos avances, que afecten de manera importante a los ingresos del emisor por operaciones, indicando en qué medida han resultado afectados los ingresos.**

Véase Apartado 4.

### **9.2.2. Cuando los estados financieros revelen cambios importantes en las ventas netas o en los ingresos, proporcionar un comentario narrativo de los motivos de esos cambios.**

Véase Apartado 9.2.

### **9.2.3. Información relativa a cualquier actuación o factor de orden gubernamental, económico, fiscal, monetario o político que, directa o indirectamente, hayan afectado o pudieran afectar de manera importante a las operaciones del emisor.**

Véase Apartado 4.

## 10. RECURSOS DE CAPITAL

### 10.1. Información relativa a los recursos de capital del emisor (a corto y largo plazo).

En el marco de una política de eficiencia y reducción de costes, la función financiera en España se centraliza en la empresa holding ENDESA, que acude a los mercados cubriendo las necesidades de aquellas filiales que lo precisen. Por lo que respecta a Enersis y ENDESA Italia, éstas gestiona con autonomía sus recursos financieros con la supervisión y coordinación de ENDESA.

Durante el año 2004, ENDESA ha seguido reforzando su situación financiera: ha reducido su nivel de endeudamiento, ha disminuido el riesgo en divisa y ha mantenido la vida media de la deuda y una sólida posición de liquidez.

#### Endeudamiento Financiero

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del endeudamiento neto del Grupo en los tres últimos ejercicios, su asignación por negocios y su coste medio (cifras en millones de euros):

	2004		2003		2002	
	Deuda	Coste Medio (%)	Deuda	Coste Medio (%)	Deuda	Coste Medio (%)
Negocio eléctrico en España y Portugal (1) (2)	7.294	4,74	6.429	4,59	9.394	4,26
Negocio eléctrico en Europa:	2.119	3,08	2.437	2,96	1.627	3,83
Deuda de ENDESA Italia con terceros	1.289	2,70	1.347	2,90	1.346	3,81
Resto	830	3,61	1.090	3,03	281	3,98
Negocio eléctrico en Latinoamérica:	5.453	7,64	6.560	6,79	9.599	6,25
Deuda de Enersis con terceros	4.185	8,79	4.630	7,76	6.984	7,05
Resto	1.268	4,27	1.930	4,57	2.615	4,17
Otros negocios	1.639	3,97	1.824	4,13	2.127	4,13
<b>TOTAL</b>	<b>16.505</b>	<b>5,48</b>	<b>17.250</b>	<b>5,17</b>	<b>22.747</b>	<b>5,05</b>

(1) Los importes correspondientes a los ejercicios 2003 y 2004 no incluyen las participaciones preferentes emitidas en marzo de 2003 por importe de 1.500 millones de euros.

(2) Cabe advertir que, como consecuencia de la asignación al negocio eléctrico de España y Portugal de las actividades de energías renovables y cogeneración, así como de las participaciones en filiales portuguesas en el marco de la nueva organización de la Compañía antes citada, en 2004 se ha producido un trasvase de deuda a dicho negocio desde el negocio eléctrico de Europa y desde otros negocios por importe de 104 y 305 millones de euros, respectivamente, cantidades que corresponden a la deuda existente a 1 de enero de 2004.

La deuda neta de ENDESA se ha reducido en 745 millones de euros en 2004, situándose en 16.505 millones al cierre del ejercicio, es decir, un 4,3% menos que al término de 2003. Esta reducción da continuidad a la trayectoria de disminución del endeudamiento que la Compañía viene siguiendo a lo largo de los últimos años y que ha hecho posible que el existente a 31 de diciembre de 2004 sea un 27% menor que el que se registraba al cierre del ejercicio 2002.

La deuda neta del negocio de España y Portugal se ha situado en 7.294 a 31 de diciembre de 2004, frente a los 6.429 millones que registraba al término de 2003. Este aumento se ha debido, por un lado, a la reasignación de los negocios de las filiales de generación en régimen especial y de las participadas portuguesas, que han supuesto una reclasificación de deuda entre negocios por importe de 409 millones de euros; y, por otro, a las importantes inversiones que se están realizando en este negocio.

La deuda neta del negocio en Europa ascendía a 2.119 millones de euros a 31 de diciembre de 2004, frente a los 2.437 millones que presentaba en la misma fecha de 2003, lo que supone una reducción de 318 millones de euros, es decir, del 13%.

La deuda neta del negocio en Latinoamérica se ha situado en 5.453 millones de euros a 31 de diciembre de 2004, frente a los 6.560 millones de euros que presentaba en la misma fecha de 2003, lo que supone una reducción de 1.107 millones de euros, es decir, del 16,9%. Esta reducción de deuda confirma el éxito en la aplicación del Plan de Fortalecimiento Financiero puesto en marcha por Enersis a finales de 2002.

A 31 de diciembre de 2004, los saldos de tesorería e importes disponibles en líneas de crédito de ENDESA en España y de sus participadas directas ascendía a 4.046 millones de euros, de los que 2.732 millones correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito. Esta cifra cubre los vencimientos de la deuda de los próximos 17 meses de este conjunto de empresas. A su vez, el Grupo Enersis tenía en esa misma fecha una posición de tesorería disponible de 695 millones de euros, lo que cubre los vencimientos de deuda también de 17 meses.

El coste medio de la deuda de ENDESA y de sus participadas directas, excluyendo Enersis, se ha situado en un 4,29% en 2004, frente al 4,30% de 2003. El mantenimiento de este coste medio se ha debido en gran medida a la estrategia de tener un alto porcentaje de deuda fija o protegida y con vencimientos a largo plazo. En el caso de Enersis, el coste medio ha pasado del 7,77% al 8,79% entre ambos años. Este mayor coste medio ha sido consecuencia principalmente del traspaso de deuda en dólares a deuda en pesos chilenos y en otras monedas latinoamericanas, como se ha señalado anteriormente, al alto porcentaje de deuda fija o protegida y a la estrategia de tener vencimientos a largo plazo de la deuda. Como resultado de todo ello, el coste medio de la deuda total de ENDESA se ha situado en un 5,48% en 2004, frente a un 5,17% en 2003.

### Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda de ENDESA, a 31 de diciembre de 2004 se recoge en el cuadro que figura a continuación (cifras en millones de euros):

Reembolsos	2005	2006	2007	2008	2009	RESTO	TOTAL
Obligaciones y otros valores negociables	2.435	2.017	355	913	1.759	4.538	12.017
Deudas con entidades de crédito	975	1.744	596	1.681	511	539	6.046
Intereses devengados pendientes de pago	243	-	-	-	-	-	243
<b>TOTAL</b>	<b>3.653</b>	<b>3.761</b>	<b>951</b>	<b>2.594</b>	<b>2.270</b>	<b>5.077</b>	<b>18.306</b>

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.

## 10.2. Explicación de las fuentes y cantidades y descripción narrativa de los flujos de tesorería del emisor

### Estrategia para la captación de nuevos fondos

ENDESA ha continuado manteniendo una presencia activa en los mercados de capitales en 2004. En el mes de julio, ENDESA, a través de International ENDESA BV, realizó una colocación privada en el mercado norteamericano por importe de 575 millones de dólares a distintos plazos, entre 7 y 15 años, con un plazo medio de 10 años. Esta operación, que ha sido permutada a su equivalente en euros, refleja la elevada confianza del mercado en ENDESA y ha permitido ampliar la base de inversores de la Compañía, accediendo a distintos mercados financieros para el largo plazo.

Ha mantenido también su presencia en los mercados de emisión de deuda a corto plazo, bajo el programa de Euro Commercial Paper de International ENDESA BV y de pagarés domésticos de ENDESA. Además, ENDESA ha formalizado líneas de crédito bilaterales a largo plazo con diversas entidades financieras por importe de 450 millones de euros, lo que, junto con las previamente existentes, totaliza un importe de 3.850 millones de euros. Por otro lado, ENDESA Italia ha formalizado préstamos por importe de 325 millones de euros y una línea de crédito por importe de 150 millones.

En el caso de Enersis, hay que destacar la refinanciación de los préstamos bancarios de las empresas matrices chilenas, como líneas de crédito revolving a largo plazo, por importe de 600 millones de dólares, con lo que se ha conseguido aumentar su flexibilidad y reducir considerablemente los costes financieros. A su vez, las compañías participadas por Enersis en Argentina, Brasil, Perú y Colombia han mantenido una presencia activa en sus respectivos

mercados de capitales y de financiación bancaria con el objetivo de obtener fondos en moneda local y a largo plazo.

A 31 de diciembre de 2004, el porcentaje de financiación captada a través de los mercados de capitales se ha situado en un 65% del total del endeudamiento bruto consolidado de ENDESA. El 35% restante corresponde fundamentalmente a financiación bancaria.

### **Operaciones financieras más relevantes**

A continuación, se relacionan las operaciones financieras más relevantes realizadas en 2004 por ENDESA y sus participadas directas, excluida Enersis, en los mercados de capitales y en los mercados bancarios:

- En el mes de julio, ENDESA, S.A. realizó, a través de su filial International ENDESA BV, una colocación privada en el mercado norteamericano de 575 millones de dólares, en varios tramos, a plazos comprendidos entre siete y quince años. Esta operación ha sido permutada a su equivalente en euros.
- Se ha seguido emitiendo papel comercial bajo el programa de Euro Commercial Paper de International ENDESA BV, con garantía de ENDESA, S.A., cuyo límite es de 2.000 millones de dólares. El saldo vivo al final del ejercicio era de 1.182 millones de euros.
- Bajo el programa de pagarés domésticos, ENDESA, S.A. ha continuado realizando subastas quincenales a las que acuden las principales entidades financieras nacionales. Su saldo vivo al final del ejercicio era de 446 millones de euros.
- En el mercado bancario, se han formalizado en marzo dos nuevas operaciones de líneas de crédito a largo plazo por un importe agregado de 450 millones de euros a un plazo de cinco años. A 31 de diciembre de 2004, el importe formalizado de estas pólizas era de 3.850 millones de euros, de los que estaban dispuestos 1.209 millones. La vida media total de las líneas de crédito al cierre de 2004 era de 3,8 años.
- Entre los meses de marzo y septiembre, ENDESA Italia ha formalizado una línea de crédito por importe de 150 millones de euros y cuatro operaciones de préstamo por un total agregado de 325 millones de euros, con plazos de entre uno y cinco años.

Igualmente, en abril de 2005 ENDESA ha formalizado con 38 entidades financieras una operación sindicada por un importe total de 2.000 millones de euros, cuyo objetivo es cubrir las necesidades financieras de la Compañía, básicamente para atender su plan de inversiones y los vencimientos de deuda que se producirán en el corto plazo. Adicionalmente, ENDESA ha renegociado los términos y condiciones de las líneas de crédito bilaterales que la empresa tiene formalizadas con 13 entidades financieras por un importe global de 3.758 millones de euros.

Seguidamente, se relacionan las operaciones financieras más relevantes realizadas por Enersis en 2004 a través de sus sociedades en Chile, Brasil, Argentina, Colombia y Perú:

- En el mes de marzo, Enersis ha refinanciado su deuda bancaria tomando 350 millones de dólares. Posteriormente, durante el mes de noviembre, ha refinanciado nuevamente esta operación con un préstamo revolving a cuatro años, aprovechando las mejores condiciones existentes en el mercado.
- De forma similar, ENDESA Chile ha refinanciado en febrero su deuda bancaria con una operación de préstamo de 250 millones de dólares. Posteriormente, en noviembre, ha refinanciado de nuevo dicha operación con un préstamo revolving y a un plazo de seis años.
- En Brasil, Coelce ha firmado en abril un préstamo oficial por importe de 144,5 millones de reales brasileños a un plazo de 4,5 años. Posteriormente, en diciembre ha formalizado otro préstamo bancario con tasa subsidiada por un importe de 70 millones de reales brasileños a ocho años. En noviembre ha culminado una emisión de bonos por importe de 89 millones de reales brasileños, a un plazo de ocho años.

- Durante el mes de mayo Ampla, nueva denominación de la compañía brasileña Cerj, ha formalizado una operación de préstamo oficial por importe de 100 millones de reales a un plazo de tres años, con uno de carencia. Además, en junio ha emitido bonos en el mercado local por importe de 294 millones de reales brasileños a un plazo de tres años.
- En el mes de diciembre, Cien ha refinanciado su deuda bancaria por importe de 322 millones de dólares. El vencimiento final de esta operación será en el año 2013.
- En Argentina, Edesur ha concluido en septiembre el proceso de emisión de bonos locales a plazos de entre 18 meses y tres años, por un importe total de 120 millones de pesos argentinos. Además, Edesur ha obtenido durante el ejercicio nuevas financiaciones por importe de 33 millones de dólares en dos operaciones a dos y tres años.
- En Colombia, Codensa ha emitido en marzo bonos locales por importe de 500.000 millones de pesos colombianos en tres tramos a diferentes plazos a cinco, siete y diez años. A su vez, la central hidroeléctrica de Betania ha colocado en noviembre bonos locales por importe de 300.000 millones de pesos colombianos a un plazo de siete años.
- En el mercado peruano, Edelnor ha realizado varias emisiones de bonos locales por un importe total de 150 millones de soles peruanos a plazos comprendidos entre cuatro y diez años. Por su parte, Edegel ha emitido deuda en moneda local por un importe total de 50 millones de soles y ha realizado dos colocaciones en dólares de 20 millones cada una a cuatro y cinco años en el mercado local de capitales.

### **Flujos de Tesorería**

ENDESA integra en centros de servicios compartidos la gestión de cobros y pagos de la mayoría de sus filiales en España. 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 16 días. La política de pagos a proveedores establece como condición general el plazo de 90 días.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del fondo de maniobra del Grupo para los ejercicios 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

<b>Grupo ENDESA</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>
+ Existencias	806	644	763
+ Clientes (1)	3.177	2.713	2.546
- Acreedores Comerciales	(2.970)	(2.385)	(2.573)
<b>= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado</b>	<b>1.013</b>	<b>972</b>	<b>736</b>
+ Otros Deudores a Corto Plazo	1.294	1.383	1.319
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	(2.132)	(1.880)	(1.921)
<b>= Fondo de Maniobra de Explotación</b>	<b>175</b>	<b>475</b>	<b>134</b>
+ Tesorería Disponible	2.509	2.322	2.188
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	(3.653)	(4.427)	(7.088)
<b>= Fondo de Maniobra Neto</b>	<b>(969)</b>	<b>(1.630)</b>	<b>(4.766)</b>

Al 31 de diciembre de 2004 el fondo de maniobra de explotación es positivo por importe de 175 millones de euros. El fondo de maniobra neto de ENDESA en esa misma fecha es negativo por importe de 969 millones de euros debido a la utilización de instrumentos de financiación a corto plazo. Al 31 de diciembre de 2004, existen líneas disponibles a largo plazo por importe de 2.732 millones de euros, por lo que, teniendo en cuenta dicha disponibilidad de fondos, el fondo de maniobra neto al 31 de diciembre de 2004 sería positivo e igual a 1.763 millones de euros.

### **10.3. Información sobre los requisitos de préstamo y la estructura de financiación del emisor**

#### **Estructura Financiera**

Al cierre de 2004, los fondos propios del Grupo ENDESA se situaban en 9.477 millones de euros, con un incremento de 676 millones respecto del 31 de diciembre de 2003. Los fondos



correspondientes a socios externos ascendían a 5.711 millones, con un incremento de 766 millones de euros en comparación con los del cierre de 2003. Por lo tanto, los fondos no exigibles han aumentado en 1.442 millones de euros durante el año 2004, situándose en 15.188 millones de euros al término del mismo.

El aumento de los fondos no exigibles y la disminución del endeudamiento han permitido situar el ratio de apalancamiento en un 108,7% a 31 de diciembre de 2004, frente al 125,5% que se registraba a 31 de diciembre de 2003, dando así continuidad al cumplimiento del objetivo establecido en el Plan Estratégico 2004-2008 de la Empresa.

La mejora del ratio de apalancamiento se pone también de manifiesto si se consideran como deuda las participaciones preferentes emitidas en 2003. En tal caso, el ratio pasa de 153,1% al cierre de 2003, a 131,5% a 31 de diciembre de 2004, con una mejora de 21,6 puntos.

### Estructura de la Deuda

La estructura de la deuda del Grupo ENDESA a 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004 era la siguiente (cifras en millones de euros):

	31 de diciembre de 2002		31 de diciembre de 2003		31 de diciembre de 2004	
Euro	13.382	58,8%	11.796	68,4%	11.854	71,8%
Dólar	7.577	33,3%	4.414	25,6%	2.641	16,0%
Otras monedas (1)	1.788	7,9%	1.040	6,0%	2.010	12,2%
<b>TOTAL</b>	<b>22.747</b>	<b>100%</b>	<b>17.250</b>	<b>100%</b>	<b>16.505</b>	<b>100%</b>
Fijo	12.315	54,1%	13.949	80,9%	13.053	79,1%
Protegido	4.176	18,4%	3.081	17,9%	925	5,6%
Variable	6.256	27,5%	220	1,3%	2.527	15,3%
<b>TOTAL</b>	<b>22.747</b>	<b>100%</b>	<b>17.250</b>	<b>100%</b>	<b>16.505</b>	<b>100%</b>
Vida media (nº años)	4,4		5,3		5,2	

(1) Incluye pesos chilenos por importe de 770 millones de euros (3,4%) al 31 de diciembre de 2002; reales brasileños por importe de 300 millones de euros (1,7%) al 31 de diciembre de 2003, y pesos chilenos por importe de 1.085 millones de euros (6,6%) al 31 de diciembre de 2004.

Durante 2004, se ha incrementado la participación de la deuda denominada en euros y en monedas latinoamericanas en el total de endeudamiento de ENDESA, dando lugar a un descenso de la deuda denominada en dólares.

La proporción de la deuda en euros en el conjunto de la deuda consolidada de ENDESA ha pasado del 68% en 2003 al 72% en 2004, mientras que la deuda denominada en monedas latinoamericanas ha pasado del 6% al 12% en el mismo período, alcanzando el peso chileno una participación del 7% en la deuda total. Por consiguiente, la participación de la deuda denominada en dólares ha descendido de manera significativa, pasando a representar el 16% del total al cierre de 2004, frente al 26% que presentaba al término de 2003.

En el caso de Enersis, la adopción de políticas de cobertura del riesgo de tipo de cambio, aplicando la deuda en dólares para cubrir ingresos dolarizados y endeudándose en moneda local para cubrir flujos denominados en moneda local, ha conducido a pasar deuda denominada en dólares a deuda denominada en monedas locales. Este cambio en la estructura de la deuda por divisas se ha realizado fundamentalmente mediante operaciones de permuta financiera de dólar a peso chileno. De esta manera, el peso chileno representa un 26% de la deuda consolidada de Enersis de 2004, frente a un 5% al término del ejercicio anterior. A su vez, la deuda denominada en el resto de las monedas latinoamericanas ha pasado a representar un 21% de la deuda total de Enersis en 2004.

Durante el año 2004, ENDESA ha mantenido un alto porcentaje de su deuda total a tipo fijo o protegido, situándolo en un 85% al cierre del mismo. En el caso de Enersis, el porcentaje era aún mayor, con un 98%. El nivel de deuda a tipo fijo y protegido de ENDESA y sus participadas directas, excluida Enersis, se ha situado en el 80% en 2004.

## Riesgos Financieros

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.

Al cierre del ejercicio 2004, el importe vivo de las operaciones de cobertura de tipo de interés no incluidas en la estructura inicial de la operación, se desglosa de la siguiente manera: Permutas de tipo de interés (Swap), 7.036 millones de euros, Coberturas de tipo máximo y mínimo (Collar), 775 millones de euros, y descenso del tipo máximo del coste de las participaciones preferentes del 7% T.A.E. al 5,53% T.A.E. (Cap Spread) por 1.500 millones de euros. El coste de contratación de dichas operaciones ha sido cargado en la cuenta de pérdidas y ganancias siguiendo un sistema financiero.

Por cobertura de tipo de cambio, a 31 de diciembre de 2004 existen las siguientes operaciones: Permuta de divisa (Currency Swap), 840 millones de euros, y Acuerdos a futuros de tipos de cambio contratado (Forward), 344 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), 3.467 millones de euros, Permutas de divisa (Swap), 1.356 millones de euros.

## Avales

A 31 de diciembre de 2004, el Grupo ENDESA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 10.692 millones de euros. De este importe, 10.213 millones de euros corresponden a garantías concedidas a empresas del Grupo para garantizar deudas recogidas en el pasivo del balance de situación consolidado, principalmente las emisiones de valores negociables de International ENDESA, B.V.

### **10.4. Información relativa a cualquier restricción sobre el uso de los recursos de capital que, directa o indirectamente, haya afectado de manera importante a las operaciones del emisor**

La deuda financiera de ENDESA contiene las estipulaciones financieras ("covenants") habituales en contratos de esta naturaleza, no habiéndose producido incumplimientos de tales estipulaciones a la fecha de registro del presente Folleto.

Con respecto a cláusulas relacionadas con la calificación crediticia ("rating triggers"), 472 millones de euros contratados con el Banco Europeo de Inversiones podrían requerir de garantías adicionales en un supuesto de que el rating de ENDESA, S.A. fuera objeto de una actuación negativa por parte de las agencias Moody's o Standard & Poor's. Además, para una deuda de 333 millones de euros, una bajada de rating de ENDESA S.A., por debajo de BBB/Baa2 exigiría la renegociación de sus condiciones.

La deuda financiera de Enersis contiene las estipulaciones financieras ("covenants") habituales en contratos de esta naturaleza. Con respecto a cláusulas relacionadas con la calificación crediticia ("rating triggers"), créditos por 350 millones de dólares de Enersis y 250 millones de dólares de ENDESA Chile contratados con sendos sindicatos de bancos, tienen definido el margen aplicable sobre Libor en función de la clasificación crediticia de Standard & Poor's para sus respectivas deudas en moneda extranjera, de modo que una mejora del rating significaría un menor tipo de interés y una disminución del mismo, un aumento del tipo de interés para dichos créditos.

Como es habitual, gran parte del endeudamiento financiero de Enersis y ENDESA Chile (un 84% de la deuda de ambas compañías con terceros) 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. En general, cualquier incumplimiento de pago en deudas cuyo principal exceda los 30

millones de dólares provocaría un cross default a nivel de Enersis y/o ENDESA Chile. Por otra parte, dichos convenios contienen provisiones de “cross acceleration” con umbrales de al menos 30 millones de dólares. Dichas provisiones pueden desencadenar un default, bajo ciertas circunstancias a solicitud de los acreedores. Algunos ejemplos de dichas provisiones son acciones gubernamentales, procesos de insolvencia, expropiaciones de activos y sentencias judiciales. Por el contrario, la deuda financiera de ENDESA no contiene ningún tipo de cláusulas de incumplimiento cruzado en relación con sus filiales latinoamericanas.

Enersis y sus filiales no se encuentran en ninguna situación de incumplimiento financiero o cualquier otro tipo de incumplimiento (“event of default” por impago o por otro tipo de compromisos contractuales) que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus préstamos o créditos.

**10.5. Información relativa a las fuentes previstas de fondos necesarias para cumplir los compromisos mencionados en 5.2.3. y 8.1.**

Normalmente, los recursos generados por la operaciones de ENDESA son suficientes para hacer frente a las inversiones necesarias para el desarrollo del negocio. Por tanto, para atender a los reembolsos de deuda, ENDESA, previsiblemente, continuará manteniendo los mismos criterios de emisión de deuda y endeudamiento general a medio y largo plazo que ha seguido en los últimos ejercicios, dependiendo en cada caso, de las circunstancias y situación de los mercados financieros.

**11. INVESTIGACION Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS**

**En los casos en que sea importante, proporcionar una descripción de las políticas de investigación y desarrollo del emisor para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica, incluida la cantidad dedicada a actividades de investigación y desarrollo emprendidas por el emisor.**

Durante los ejercicios 2002, 2003 y 2004 los importes dedicados a actividades de investigación y desarrollo han ascendido a 24 millones de euros, 20 millones de euros y 22 millones de euros, respectivamente.

Entre los proyectos de I+D+i destacados por su volumen de inversión en el último año cabe mencionar los que figuran a continuación: Rediseño de la Central Térmica de Puentes para su adaptación a mejores combustibles y reducción de emisiones (5 millones de euros), Sistemas de Optimización de la Combustión (2 millones de euros), Rediseño de las cabezas de Bobinas en grandes alternadores (1,5 millones de euros), Nuevas técnicas de Enlaces Submarinos (1,5 millones de euros), Nueva Telegestión de Medidas (2 millones de euros) y Proyecto Diana para automatización de las actuaciones en contadores (5 millones de euros). Entre los proyectos I+D+i destacados por su interés científico hay que señalar: Nuevas Pilas de Combustible con almacenamiento de H<sub>2</sub> (0,3 millones de euros), Aprovechamiento de Biomasa (0,2 millones de euros), Investigación de nuevos absorbentes de SO<sub>2</sub> (0,2 millones de euros), Desarrollo de Nuevas Herramientas para la Gestión de Mercados Energéticos (0,5 millones de euros) y Gestión de Pérdidas no técnicas con técnicas de Inteligencia Artificial (0,5 millones de euros).

## 12. INFORMACION SOBRE TENDENCIAS

### 12.1. Tendencias recientes más significativas de la producción, ventas e inventario, y costes y precios de venta desde el fin del ejercicio anterior hasta la fecha del documento de registro

Los cuadros que figuran a continuación presentan los principales datos industriales del Grupo en el primer trimestre de 2005:

<b>Generación de Electricidad (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
Negocio eléctrico de España y Portugal	24.506	23.847	2,8
Negocio eléctrico de Europa	9.299	5.384	72,7
Negocio eléctrico de Latinoamérica	14.558	13.493	7,9
<b>TOTAL</b>	<b>48.363</b>	<b>42.724</b>	<b>13,2</b>

<b>Generación de Electricidad en España y Portugal (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
<b>Peninsular</b>	<b>21.153</b>	<b>20.738</b>	<b>2,0</b>
Nuclear	6.385	6.467	(1,3)
Carbón	9.745	9.165	6,3
Hidroeléctrica	1.704	2.918	(41,6)
Ciclos combinados	1.869	1.461	27,9
Fuelóleo	981	277	254,2
Régimen Especial	469	450	4,2
<b>Extrapeninsular</b>	<b>3.353</b>	<b>3.109</b>	<b>7,8</b>
<b>TOTAL</b>	<b>24.506</b>	<b>23.847</b>	<b>2,8</b>

<b>Generación de Electricidad en Europa (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
Carbón	4.740	1.330	256,4
Hidroeléctrica	685	479	43,0
Ciclos combinados	2.783	1.384	101,1
Fuelóleo	1.084	2.191	(50,5)
Eólica	7	-	Na
<b>TOTAL</b>	<b>9.299</b>	<b>5.384</b>	<b>7,9</b>

<b>Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
Chile	4.301	3.953	8,8
Argentina	4.719	4.139	14,0
Perú	1.554	1.258	23,5
Colombia	2.855	2.834	0,7
Brasil	1.129	1.309	(13,8)
<b>TOTAL</b>	<b>14.558</b>	<b>13.493</b>	<b>7,9</b>

<b>Ventas de Electricidad (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
Negocio eléctrico de España y Portugal	25.290	24.619	2,7
Negocio eléctrico de Europa	12.971	5.777	124,5
Negocio eléctrico de Latinoamérica	13.492	12.948	4,2
<b>TOTAL</b>	<b>51.753</b>	<b>43.344</b>	<b>19,4</b>

<b>Ventas de Electricidad en España y Portugal (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
Mercado regulado	16.595	17.461	(5,0)
Mercado liberalizado	8.695	7.158	21,5
<b>TOTAL</b>	<b>25.290</b>	<b>24.619</b>	<b>2,7</b>

<b>Ventas de Electricidad en Latinoamérica (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
Chile	2.823	2.721	3,7
Argentina	3.516	3.439	2,2
Perú	1.102	1.041	5,9
Colombia	2.386	2.357	1,2
Brasil	3.665	3.390	8,1
<b>TOTAL</b>	<b>13.492</b>	<b>12.498</b>	<b>4,2</b>

<b>Ventas de Gas (GWh)</b>	<b>Primer Trimestre 2005</b>	<b>Primer Trimestre 2004</b>	<b>% variación</b>
Mercado regulado	1.331	1.192	11,7
Mercado liberalizado	4.570	2.293	99,3
<b>TOTAL</b>	<b>5.901</b>	<b>3.485</b>	<b>69,3</b>

**12.1. Información sobre cualquier tendencia conocida, incertidumbres, demandas, compromisos o hechos que pudieran razonablemente tener una incidencia importante en las perspectivas del emisor, por lo menos para el actual ejercicio**

**Sector eléctrico en España**

La base del marco regulador del sector eléctrico español es la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reorganizó el funcionamiento del sistema eléctrico, introduciendo criterios de competencia e iniciando el proceso de liberalización de los clientes. En noviembre de 2004, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha encargado a un experto independiente la elaboración de un *Libro Blanco* sobre la generación de electricidad, que debería estar concluido antes del verano de 2005 y cuyas conclusiones podrían servir de base para la adopción de nuevas medidas relativas al marco regulador del sector.

**Déficit de Tarifa**

En el curso del año 2005, los ingresos del sistema eléctrico español se muestran insuficientes para recoger en su totalidad el impacto del incremento de los costes variables sobre el precio del "pool" registrándose, en consecuencia, un déficit tarifario. Según lo dispuesto en el Real Decreto ley 5/2005 de 11 de marzo, ENDESA debe aportar el 44,16% del importe total de este déficit que, a 31 de marzo de 2005, asciende a 278 millones de euros.

De acuerdo con el criterio de los asesores jurídicos de ENDESA, y considerando por tanto la naturaleza jurídica y los antecedentes de esta financiación, como los criterios jurisprudenciales, ENDESA tiene derecho a la completa recuperación de las cantidades abonadas, sin perjuicio de que sea necesario que el gobierno establezca un procedimiento concreto para su devolución, tal y como ocurrió en el ejercicio 2002. Este criterio ha sido igualmente mantenido por la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), como por todas las compañías eléctricas que forman parte de la misma.

**Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión 2005-2007 (PNA)**

El pasado día 21 de enero de 2005 se ha publicado el Real Decreto 60/2005, por el que se modifica el Real Decreto 1866/2004, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, 2005-2007. De este modo el Consejo de Ministros ha aprobado la asignación final de derechos individualizada para las 957 instalaciones amparadas por el Real Decreto-Ley 5/2004 de Comercio de Emisiones, así como los ajustes técnicos requeridos en el Real Decreto 1866/2004, del Plan Nacional de Asignación de Derechos. Así, ENDESA ha de cumplir con los requisitos impuestos conforme al PNA aprobado.

La asignación final de derechos de emisión a ENDESA durante el período 2005-2007 es igual a 120,1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> conforme al siguiente detalle: 43,0 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2005, 39,6 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2006, y 37,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en 2007.

En enero-marzo de 2005 ENDESA ha registrado 92 millones de euros de gasto por los derechos de emisión que será necesario entregar para cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas

en la península en el primer trimestre de 2005, que han ascendido a 10,8 millones de toneladas. La valoración de este gasto ha sido la siguiente:

- La parte de las emisiones cubierta por los derechos de emisión asignados gratuitamente se ha valorado al mismo precio al que se ha registrado el ingreso de los mismos, es decir, el precio de mercado del inicio de 2005.
- La parte de las emisiones cubierta por derechos adquiridos en el mercado se ha registrado al precio pagado por estos derechos.
- La parte de las emisiones para las que ENDESA no posee derechos se ha registrado al precio de mercado de los derechos vigente a 31 de marzo de 2005, que era de 14,26 euros por tonelada.

El efecto neto de los ingresos y gastos contabilizados en el primer trimestre de 2005 por la necesidad de cubrir las emisiones de CO<sub>2</sub> ha ascendido a 25 millones de euros. Este efecto corresponde al déficit de derechos estimado en el mismo, que ha sido de 2,2 millones de toneladas.

### **13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS**

Si un emisor opta por incluir una previsión o una estimación de beneficios, en el documento de registro deberá figurar la información prevista en los puntos 13.1. y 13.2.:

- 13.1. Declaración que enumere los principales supuestos en los que el emisor ha basado su previsión o estimación. Los supuestos empleados deben dividirse claramente entre supuestos sobre los factores en los que pueden influir los miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión y los supuestos sobre factores que están exclusivamente fuera de la influencia de los miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión; los supuestos serán de fácil comprensión para los inversores, ser específicos y precisos y no estar relacionados con la exactitud general de las estimaciones subyacentes de la previsión.**
- 13.2. Debe incluirse un informe elaborado por contables o auditores independientes que declare que, a juicio de esos contables o auditores independientes, la previsión o estimación se ha calculado correctamente sobre la base declarada, y que el fundamento contable utilizado para la previsión o estimación de los beneficios es coherente con las políticas contables del emisor.**
- 13.3. La previsión o estimación de los beneficios debe prepararse sobre una base comparable con la información financiera histórica.**
- 13.4. Si el emisor publica en un folleto una previsión de beneficios que está aún pendiente, debería entonces proporcionar una declaración de si efectivamente ese pronóstico sigue siendo tan correcto como en la fecha del documento de registro, o una explicación de por qué el pronóstico no es válido, si ese es el caso.**

El emisor opta por no incluir una previsión o una estimación de beneficios.



**14. ORGANOS ADMINISTRATIVO, DE GESTION Y DE SUPERVISION, Y ALTOS DIRECTIVOS**

**14.1. Nombre, dirección profesional y cargo en el emisor de las siguientes personas, indicando las principales actividades que éstas desarrollan al margen del emisor, si dichas actividades son significativas con respecto a ese emisor:**

- a) **Miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión.**
- b) **Socios comanditarios, si se trata de una sociedad comanditaria por acciones.**
- c) **Fundadores, si el emisor se ha establecido para un período inferior a cinco años; y**
- d) **Cualquier alto directivo que sea pertinente para establecer que el emisor posee las calificaciones y la experiencia apropiadas para gestionar las actividades del emisor.**

**Naturaleza de toda relación familiar entre cualquiera de esas personas.**

**Consejo de Administración**

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

<b>Cargo</b>	<b>Miembros</b>	<b>Carácter</b>	<b>Nombramiento a Propuesta de</b>
Presidentes de Honor (1)	D. Feliciano Fuster Jaume D. Rodolfo Martín Villa	-	-
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	a)	-
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	a)	-
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba	b)	-
	D. Miguel Blesa de la Parra	c)	Caja Madrid
	D. José M. Fernández Cuevas	b)	-
	D. José M. Fernández Norniella	b)	-
	D. Rafael González-Gallarza Morales	b)	-
	D. Francisco Núñez Boluda	b)	-
	D. Juan Ramón Quintás Seoane	b)	-
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	b)	-
	D. Alberto Recarte García-Andrade	b)	-
	D. Manuel Ríos Navarro	b)	-
	D. Juan Rosell Lastortras	b)	-
D. José Serna Masiá	b)	-	
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	-	-

(1) No forman parte del Consejo de Administración, son cargos honoríficos.

**Carácter**

Conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales de ENDESA, existirán los siguientes tipos de Consejeros:

- a) Los que están vinculados, profesionalmente y, de modo permanente, a la sociedad.
- b) Los que su vinculación con la sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo, y
- c) Los que su pertenencia al Consejo de Administración derive de la participación patrimonial en el capital social de la sociedad

**Comisión Ejecutiva**

A la fecha de registro de este Folleto, la Comisión Ejecutiva tiene la siguiente composición:

<b>Cargo</b>	<b>Miembro</b>
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo
Vocales	D. Alberto Alonso Ureba
	D. Miguel Blesa de la Parra
	D. José M <sup>a</sup> Fernández Cuevas
	D. José Manuel Fernández Norniella
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla

**Comité Ejecutivo de Dirección**

La dirección de la Empresa se encuentra vertebrada al más alto nivel por el Comité Ejecutivo de Dirección. Presidido por el Consejero Delegado, se configura como el órgano de gestión, de las actividades empresariales para la ejecución de las estrategias definidas. Sus miembros no reciben remuneración alguna distinta de la percibida en función del ejercicio de su cargo. Se reúne, normalmente, semanalmente y está formado 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 de España y Portugal	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección General de Latinoamérica	D. Luis Rivera Novo
Dirección General de Europa	D. Jesús Olmos Clavijo
Dirección Corporativa Financiera y de Control	D. José Luis Palomo Álvarez
Dirección Corporativa de Estrategia	D. Carlos Torres Vila
Dirección Corporativa de Servicios	D. Antonio Pareja Molina
Dirección Corporativa de Recursos Humanos	D. Germán Medina Carrillo
Dirección Corporativa de Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba

### **Miembros de la Alta Dirección de la Empresa**

Los miembros de la Alta Dirección de la Empresa que no son a su vez Consejeros Ejecutivos de ENDESA son los que se detallan a continuación:

Cargo	Miembro
Director Corporativo Asesoría Jurídica	D. Francisco de Borja Acha Besga
Director General España y Portugal	D. José Damián Bogas Gálvez
Dirección Corporativa Comunicación	D. Gabriel Castro Villalba
Directora Corporativa Adjunta al Director General de España y Portugal	D <sup>a</sup> M <sup>a</sup> Isabel Fernández Lozano
Presidente Consejo Asesor Unelco-ENDESA Canarias	D. Ángel Ferrera Martínez
Presidente Consejo Asesor Erz-ENDESA Aragón	D. Amado Franco Lahoz
Director General Erz-ENDESA Aragón	D. José Antonio Gutiérrez Pérez
Director General Minería	D. José Félix Ibañez Guerra
Director General Gestión Energía	D. Pedro Larrea Paguaga
Director General Gestión Energía Latinoamérica	D. Héctor López Vilaseco
Director General Distribución	D. José Luis Marín López-Otero
Director General Negocio Latinoamérica	D. Alberto Martín Rivals
Director General Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura	D. José A. Martínez Fernández
Director Corporativo de Recursos Humanos	D. Germán Medina Carrillo
Secretario General y del Consejo de Administración	D. Salvador Montejo Velilla
Director General Generación	D. Manuel Morán Casero
Director General Europa	D. Jesús Olmos Clavijo
Director Corporativo Financiero y de Control	D. José Luis Palomo Álvarez
Director Corporativo Servicios	D. Antonio Pareja Molina
Director General Unelco-ENDESA Canarias	D. José María Plan Gómez
Director Corporativo Auditoría	D. José Luis Puche Castillejo
Director General ENDESA Italia	D. Álvaro Quiralte Abelló
Director General Gesa-ENDESA Baleares	D. Jaime Reguart Pelegrí
Presidente Consejo Asesor Gesa-ENDESA Baleares	D. Bartolomé Reus Beltrán
Director General Latinoamérica	D. Luis Rivera Novo
Presidente Chilectra	D. Jorge Rosemblut Ratinoff
Director General Fecsa-ENDESA Cataluña	D. José María Rovira Vilanova
Director Corporativo Estrategia	D. Carlos Torres Vila
Director General Comercialización	D. Javier Uriarte Monereo
Gerente General Enersis	D. Mario Valcarce Durán
Presidente Consejo Asesor Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura	D. Jaime Ybarra Lloset
Presidente Enersis	D. Pablo Yrarrazabal Valdés

**En el caso de los miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión del emisor y de las personas descritas en b) y d) del primer párrafo, datos sobre la preparación y experiencia pertinentes de gestión de esas personas, además de la siguiente información:**

- a) **Nombres de todas las empresas y asociaciones de las que esa persona haya sido, en cualquier momento de los cinco años anteriores, miembro de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión, o socio, indicando si esa persona sigue siendo miembro de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión, o si es socio. No es necesario enumerar todas las filiales de un emisor del cual la**

- persona sea también miembro del órgano administrativo, de gestión o de supervisión.
- b) Cualquier condena en relación con delitos de fraude por lo menos en los cinco años anteriores.
- c) Datos de cualquier quiebra, suspensión de pagos o liquidación con las que una persona descrita en a) y d) del primer párrafo, que actuara ejerciendo uno de los cargos contemplados en a) y d) estuviera relacionada por los menos durante los cinco años anteriores.
- d) Detalles de cualquier incriminación pública oficial y/o sanciones de esa persona por autoridades estatutarias o reguladoras (incluidos los organismos profesionales designados) y si esa persona ha sido descalificada alguna vez por un tribunal por su actuación como miembro de los órgano administrativo, de gestión o de supervisión de un emisor o por su actuación en la gestión de los asuntos de un emisor durante por lo menos los cinco años anteriores.

De no existir información en este sentido que deba revelarse, efectuar una declaración a ese efecto.

### Perfil de los Administradores

Cargo	Perfil
D. Manuel Pizarro Moreno Teruel. 1951	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid (1973); Abogado del Estado (1978); Agente de Cambio y Bolsa (1987).</p> <p>Experiencia: Presidente de la Bolsa de Madrid (Julio 1991-Diciembre 1992; Julio 1994-Diciembre 1995); Presidente de Ibercaja (Noviembre 1995-Mayo 2004); Presidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorro (Marzo 1998-Mayo 2002); Presidente del Instituto Mundial de Cajas de Ahorros (Noviembre 2000-Mayo 2002).</p> <p>Ocupación actual: Presidente de ENDESA, S.A. (Mayo 2002).</p> <p>Consejos de Administración: Vicepresidente de la Bolsa de Madrid (Diciembre 1995); Vicepresidente de Bolsas y Mercados Españoles, Sociedad Holding de Mercados y Sistemas Financieros, S.A. (Febrero 2002); ex Presidente de Ibercaja</p> <p>Otras actividades: Académico de Número de la Real Academia de Jurisprudencia y Legislación; Académico de Número de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras; Académico de Número de la Academia Aragonesa de Jurisprudencia y Legislación.</p>
D. Rafael Miranda Robredo Burgos. 1949	<p>Formación: Ingeniero Superior Industrial del ICAI; Diplomado M.S. en Métodos Cuantitativos de Gestión por la Escuela de Organización Industrial (E.O.I.)</p> <p>Experiencia: Tudor, S.A. (1973-1984); Subdirector General de Campofrío, S.A. (1984-1987); Director General de ENDESA (1987-1997); ex Consejero de Red Eléctrica de España, S.A. (REE); ex Consejero de Unión Eléctrica Fenosa, S.A.; ex Consejero de Aguas de Barcelona, S.A.</p> <p>Ocupación actual: Consejero Delegado de ENDESA, S.A. (1997).</p> <p>Consejos de Administración: Presidente de ENDESA Internacional, S.A.; Presidente de ENDESA Europa, S.L.; Vicepresidente de Enersis, S.A.; Consejero de Auna.</p> <p>Otras actividades: Presidente de EURELECTRIC (Unión Empresas Eléctricas Europeas); Miembro de American Management Associations; Miembro del Consejo Social de la Universidad Autónoma de Madrid; Miembro del Patronato Fundación ENDESA; Miembro del Consejo Español del INSEAD; Miembro de la Fundación Universidad Pontificia de Comillas; Miembro del Consejo Rector de APD.</p>
D. Alberto Alonso Ureba Sevilla. 1953	<p>Formación: Licenciado en Derecho; Doctor por la Universidad Complutense de Madrid y Doctor por las Universidades de Bonn, Freiburg y Libre de Bruselas; Premio Extraordinario de Licenciatura en Derecho Privado y Premio Extraordinario de Doctorado; Catedrático de Derecho Mercantil.</p> <p>Experiencia: Cargos Académicos y Docentes en distintas Universidades españolas desde 1975 hasta la actualidad; Miembro del Ilustre Colegio de Abogados de Madrid; Asesor jurídico-mercantil nacional e internacional.</p> <p>Ocupación actual: Abogado en ejercicio; Catedrático de Derecho Mercantil Universidad Rey Juan Carlos de Madrid.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de Zeltia, S.A.; Consejero de Lazarejo, S.A.; Consejero de Neuropharma, S.A.</p> <p>Otras actividades: Miembro Nato de la Comisión General de Codificación; Secretario-Fundador de la "Revista de Sociedades" (Aranzadi); Miembro del Consejo de Redacción de la Revista "Aranzadi Civil"; Miembro del Comité de Redacción de la Revista "Cuadernos de Derecho y Comercio"; Coordinador General en España de McGraw Hill "Ciencias Jurídicas".</p>
D. Miguel Blesa de la Parra Linares (Jaén). 1947	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad de Granada; Inspector Financiero y Tributario del Estado.</p> <p>Experiencia: Ministerio de Economía y Hacienda (1978-1986); Ejercicio libre abogacía</p>

	<p>como especialista en Derecho Tributario (1986–1996); Miembro del Consejo de Administración de Caja Madrid; Miembro del Consejo de Administración de Antena 3 TV; Miembro del Consejo de Administración del Ente Público Radio Televisión de Madrid.</p> <p>Ocupación actual: Presidente de Caja Madrid; Presidente de la Corporación Financiera Caja Madrid; Presidente de Altae Banco; Presidente de la Fundación Caja Madrid.</p> <p>Consejos de Administración: Vicepresidente dominical de Iberia, L.A.E.; Consejero independiente de ACS, S.A.</p> <p>Otras actividades: Presidente de la Fundación General Universidad Complutense; Patrono Fundación colección Thyssen Bornemisza; Miembro del Consejo Rector de APD; Patrono Fundación Príncipe de Asturias; Miembro del Consejo Rector IFEMA; Patrono Miembro de la Comisión de Inversiones Fundación Pro Real Academia Española; Patrono Fundación Ayuda a la Drogadicción; Patrono Fundación Real Fábrica de Tapices.</p>
D. José M. Fernández Cuevas La Losa (Segovia). 1947	<p>Formación: Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid; Licenciado en ciencias Empresariales por ICADE; Ingeniero Industrial al Servicio de la Hacienda Pública; Auditor de Cuentas.</p> <p>Experiencia: Inspector de Hacienda del Estado (Actualmente excedente); Subdirector General del Banco de Crédito Industrial; Director General de Tráfico; Subsecretario de Administraciones Públicas; Director General del Insalud; Director Financiero del Grupo Manuel Fernández Fernández, S.A.</p> <p>Ocupación actual: Libre ejercicio de la profesión; Director de Seguridad Vial de ADA; Adjunto al Presidente del Grupo Cliner.</p> <p>Consejos de Administración: Secretario No Consejero de Cliner, S.A.; Consejero de Smartcom PCS en representación de ENDESA, S.A.</p> <p>Otras actividades: Consejero de la Fundación ADA; Interventor del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Madrid; Vicepresidente de la Asociación de Ingenieros Industriales de Madrid.</p>
D. José M. Fernández Norniella Oviedo. 1945	<p>Formación: Ingeniero en Técnicas Energéticas por la Universidad Politécnica de Madrid; Diplomado en Comercio Exterior; Diplomado en Logística y Aprovisionamientos.</p> <p>Experiencia: Director Comercial de Electromecanique; Jefe de Departamento de Compras de Alfa Laval, S.A.; Director de Fábrica de MSA; Gerente de Compras e Importaciones de BBC; Director de Aprovisionamientos de ABB; Miembro del Consejo de Administración de RTVE; Diputado Nacional en la V y VI Legislatura; Secretario de Estado de Comercio, Turismo y PYME; Representante por España en el Banco Mundial; Representante por España en el B.I.D.; Vicepresidente de Aldeasa.</p> <p>Ocupación actual: Presidente de Ebro-Puleva, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de Enagas, S.A.; Consejero de Iberia, L.A.E.; Vicepresidente de Chilectra, S.A. en representación de ENDESA, S.A.</p>
D. Rafael González-Gallarza Morales Madrid. 1934	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid; Diplomado Superior de Derecho Comparado Luxemburgo.</p> <p>Experiencia: Funcionario del Cuerpo Técnico de Administración Civil; Experto de la UNESCO y de la OCDE; Secretario General Técnico de Justicia y de Presidencia de Gobierno.</p> <p>Ocupación actual: Presidente de Prensa Malagueña, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de Pernod Ricard, París; Presidente de Prensa Malagueña, S.A.; Consejero de ENDESA Internacional, S.A. en representación de ENDESA, S.A.</p> <p>Otras actividades: Patrono de la Fundación contra la Esclerosis Múltiple de Madrid.</p>
D. Francisco Núñez Boluda Madrid. 1948	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid; Inspector Financiero y Tributario del Estado.</p> <p>Experiencia: Puestos técnicos en el Ministerio de Hacienda; Asesoría Jurídico-Fiscal de la Bolsa de Madrid; Director del Colegio Oficial de Corredores de Comercio de Madrid.</p> <p>Ocupación actual: Director del Colegio Notarial de Madrid.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero en ENDESA Europa, S.L. en representación de ENDESA, S.A.</p>
D. Juan Ramón Quintás Seoane La Coruña. 1943	<p>Formación: Doctor en Ciencias Económicas; Catedrático Numerario de Universidad en la especialidad de Teoría Económica</p> <p>Experiencia: Presidente de la Sociedad para el Desarrollo Industrial de Galicia (SODIGA); Director General Adjunto de Caixa Galicia; Director General de la Confederación Española de Cajas de Ahorro (CECA).</p> <p>Ocupación actual: Presidente y Director General de la Confederación Española de Cajas de Ahorro (CECA); Vicepresidente de la Agrupación Europea de Cajas de Ahorros; Vocal de la Comisión Gestora del Fondo de Garantía de Depósitos en Cajas de Ahorros.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de CASER Grupo Asegurador; Consejero de LICO Corporación, S.A. y Consejero de AHORRO CORPORACIÓN.</p> <p>Otras actividades: Miembro electo del Consejo de Estado; Miembro numerario de la Academia Galega de Ciencias y Miembro del Consejo Asesor de la Fundación Reina Sofía.</p>
D. Francisco Javier Ramos Gascón	<p>Formación: Licenciado en Derecho; Licenciado en Ciencias Económicas; Intendente Mercantil; Auditor-Censor Jurado de Cuentas.</p>

Madrid. 1936	<p>Experiencia: Intendente al servicio del Ministerio de Hacienda; Agente de Cambio y Bolsa de Madrid; Abogado del Ilustre Colegio de Madrid (especialidades: Derecho Mercantil y Fiscal); Director General de Política Financiera (Ministerio de Hacienda); Síndico Presidente de la Bolsa de Madrid.</p> <p>Ocupación actual: Notario de Madrid.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero independiente de la Sociedad Rectora de la Bolsa de Madrid, S.A.; Presidente de Araluz de Inversiones, S.A. SIMCAV.; Consejero de ENDESA Europa, S.L. en representación de ENDESA, S.A.</p> <p>Otras actividades: Presidente del Instituto de Estudios Bursátiles; Académico correspondiente de la Real Academia de Ciencias Económicas y Financieras; Gran Cruz de la Orden del Mérito Civil.</p>
D. Alberto Recarte García-Andrade Madrid. 1947	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid (1969); Licenciado en Ciencias Económicas Universidad Complutense de Madrid (1973); Técnico Comercial y Economista del Estado (1973)</p> <p>Experiencia: Consejero Comercial de la Embajada de España en La Habana (1974/1978); Director General de Organización del Gabinete del Presidente del Gobierno (1978/1980); Consejero Económico del Presidente del Gobierno (1980/1982); Consejero Delegado de la Caja Postal de Ahorros (1980/1982); Vicepresidente del Círculo de Empresarios; Vicepresidente del Club de Exportadores.</p> <p>Ocupación actual: Vicepresidente Ejecutivo y Consejero Delegado de CENTUNION, Española de Coordinación Técnica y Financiera, S.A.; Consejero de Caja de Madrid; Consejero de la Corporación de Caja de Madrid; Miembro de la Comisión Ejecutiva de Caja de Madrid; Presidente del Periódico "Libertad Digital"</p> <p>Otras actividades: Patrono de la Fundación Caja de Madrid; Miembro del Consejo Rector del Instituto de Empresa; Vicepresidente de la Fundación Hispano-Cubana; Miembro del Patronado de la Fundación de Apoyo a la Historia del Arte Hispánico; Presidente del periódico "Libertad Digital" y Vocal de la Junta Directiva de la Asociación Madrileña de Empresas Familiares.</p>
D. Manuel Ríos Navarro Valencia. 1958	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad de Valencia; Macroeconomía y Marketing Boston University (USA).</p> <p>Experiencia: Director Comercial de Industrias Peleteras, S.A.; Consejero de Tenerías Omega; Consejero de Bancaja.</p> <p>Ocupación actual: Vicepresidente y Director General de Industrias Peleteras, S.A. – INPELSA –.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de Tenerías Alfa, S.A.; Consejero de ENDESA Internacional, S.A. en representación de ENDESA, S.A.</p> <p>Otras actividades: Vicepresidente Comité Ejecutivo de Feria de Valencia; Vicepresidente Fundación Bancaja; Miembro Junta Directiva de Cec-Fecur; Miembro Patronato Fundación Etnor.</p>
D. Juan Rosell Lastortras Barcelona. 1957	<p>Formación: Ingeniero Industrial Universidad Politécnica de Barcelona; Estudios de Ciencias Políticas Universidad Complutense de Madrid.</p> <p>Experiencia: Director General de Congost, S.A. (1983-1992); Presidente de ENHER, S.A. (1992-1997); Presidente de FECSA (1992-2002).</p> <p>Ocupación actual: Presidente de OMB, Sistemas Integrados para la Higiene Urbana, S.A.; Presidente de Congost Plastic, S.A.; Consejero de Inmobiliaria Colonial, S.A.; Consejero de Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A.; Consejero de ENDESA Italia, SpA; Consejero de Applus Servicios Tecnológicos, S.L.</p> <p>Otras actividades: Presidente de Fomento del Trabajo Nacional; Vicepresidente de la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE); Presidente del Instituto de logística Iberoamericano (ILI); Presidente Consejo Económico y Social Universidad Abat Oliba CEU; Presidente del Fodere (Agrupación Patronales Europeas); Patrono de la Fundación FC Barcelona; Patrono del Hospital de Sant Pau; Patrono de la Fundación CEOE; Miembro de la Mont Pelerin Dociety.</p>
D. José Serna Masía Albacete. 1942	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Central de Madrid; Abogado del Estado (1970); Agente de Cambio y Bolsa (1986).</p> <p>Experiencia: Presidente de Bolsa de Barcelona (1989–1993); Presidente de la Sociedad de Bolsas Españolas (1991–1992); Vicepresidente de MEFFSA (1992–1993); Vicepresidente de Societé Générale Valores (1991–1994).</p> <p>Ocupación actual: Notario de Barcelona.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de ENDESA Europa, S.L. en representación de ENDESA, S.A.</p>
D. Salvador Montejo Velilla Madrid. 1958	<p>Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad de Valencia; Doctor en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid; Licenciado en Ciencias Económicas por la Universidad de Valencia; Letrado de las Cortes Generales.</p> <p>Experiencia: Letrado de las Cortes Generales (1983–1999); Director de Asuntos Económicos del Congreso de los Diputados (1985–1996); Interventor del Congreso de los Diputados (1996–1999); Profesor Asociado de Derecho Financiero y Tributario. Universidad Complutense de Madrid (1990–1999).</p> <p>Ocupación actual: Secretario General y del Consejo de Administración de ENDESA, S.A.</p> <p>Otras actividades: Miembro del Patronato de la Fundación ENDESA y de su Comisión</p>

---

 Permanente, y del Patronato de la Fundación Sevillana.
 

---

### **Perfil del Comité Ejecutivo de Dirección**

<b>Cargo</b>	<b>Perfil</b>
D. Rafael Miranda Robredo Burgos. 1949	Véase Perfil de los Administradores
D. Salvador Montejo Velilla Madrid. 1958	Véase Perfil de los Administradores
D. Francisco de Borja Acha Besga Bilbao. 1965	Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid. Experiencia: Abogado del Estado; Jefe Servicio Jurídico AEAT en Madrid; Secretario General y Director Asesoría Jurídica de la Agencia Industrial del Estado; Director de la Asesoría Jurídica – SEPI; Profesor asociado de Derecho Mercantil – Universidad Carlos III de Madrid; Director Corporativo de Asesoría Jurídica ENDESA, S.A.
D. José Damián Bogas Gálvez Madrid. 1955	Formación: Ingeniero industrial del ICAI Experiencia: ERIA (Estudios y Realizaciones en Informática Aplicada), Analista de sistemas; DIMETRONIC (Señalización Ferroviaria), Ingeniero de sistemas; ENDESA, S.A., Director General de Negocio Eléctrico; ENDESA, S.A., Director General de España y Portugal. Consejos de Administración: ex Presidente ENDESA Italia, SpA; ex Presidente Énergie Électrique de Tahaddart; ex Vicepresidente Fecsa; Consejero de Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL); Presidente de Elcogas, S.A.
D. Luis Rivera Novo El Ferrol (A Coruña). 1953	Formación: Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos. Universidad Politécnica de Madrid; Master on Business Administration. INSEAD, París. Experiencia: Profesor Asociado, Universidad Politécnica de Madrid; Ingeniero de proyectos, Empresarios Agrupados; Director División Informática, EPTISA; Socio, McKinsey & Company; Director General de Planificación y Medios, ENDESA, S.A. Consejero Director General, ENDESA Internacional, S.A. Consejos de Administración: Consejero Director General, ENDESA Internacional, S.A.; Presidente de ENDESA Chile, S.A.; Patrono de la Fundación Huinay (Chile); ex Director Titular de Enersis, S.A.; ex Presidente de Electra de Viesgo, S.L.; ex Vicepresidente de Compañía Sevillana de Electricidad, S.A.U.; ex Consejero de Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A.; ex Consejero de Retevisión Móvil, S.A.
D. Jesús Olmos Clavijo Madrid. 1960	Formación: Ingeniero Industrial ETSII de Madrid; Executive MBA Instituto de Empresa; PDD IESE Universidad de Navarra. Experiencia: Combustible Nuclear Iberdrola; Proyectos Internacionales ENDESA, S.A.; Director Gabinete Presidente, ENDESA, S.A.; Subdirector General - Consejero Delegado de ENDESA Italia, SpA; Director General Europa, ENDESA, S.A. Consejos de Administración: Consejero Director General de ENDESA Europa, S.L.; Presidente de ENDESA Italia, SpA; Consejero de Snet; Consejero de Empresa Eléctrica Tahaddart; ex Consejero de Tejo Energía, Produção e Distribuição de Energia Electrica, S.A.
D. José Luis Palomo Álvarez Madrid. 1953	Formación: Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales, Licenciado en Derecho y Licenciado en Sociología por la Universidad Complutense de Madrid; PGD por el IESE. Experiencia: Subdirector de Finanzas Instituto Nacional de Industria; Director Financiero Industria Española del Aluminio (INESPAL); Director Financiero ENDESA; Director Corporativo Financiero y de Control ENDESA, S.A. Consejos de Administración: ex Director Titular de Enersis, S.A.; ex Vicepresidente de Unión Eléctrica de Canarias, S.A.; ex Consejero de Sevillana; ex Consejero del Banco Árabe Español; ex Consejero del Banco Saudí Español.
D. Carlos Torres Vila Salamanca. 1966	Formación: Ingeniero Eléctrico M.I.T.; L. Empresariales, M.I.T.; MBA, M.I.T.; Licenciado en Derecho UNED. Experiencia: Analista Banco de inversión y servicios financieros; Consultor externo CEDONOSA; Socio de McKinsey & Company; Director Corporativo de Estrategia de ENDESA, S.A. Consejos de Administración: ex Administrador y Socio de PROMOTORA GONZATOR, S.A.; ex Administrador de McKinsey & Company; Director Titular de ENDESA Chile, S.A.; Consejero de Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A.; Miembro del patronato de la Fundación Auna; Administrador y Socio de URIBE-ETXEBARRIA Y CIA, SRC; Administrador y socio de URITOR PATRIMONIAL S.L.; Socio de ABILOURO Sociedad Civil.
D. Antonio Pareja Molina Granada. 1949	Formación: Licenciado en Ciencias Empresariales; Executive MBA por London Business School e Instituto de Empresa

---

	<p>Experiencia: Profesor Microeconomía Facultad Económicas de Barcelona; Miembro del Comité de Dirección y Director de Control de SEAT; Director de Planificación y Control, Director General de Planificación y Medios, y Director Corporativo de Servicios y Tecnología de ENDESA, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: ex Vicepresidente de Saltos del Nansa, S.A.; ex Consejero de Gas y Electricidad Distribución Eléctrica, S.A.U. (GESA); Director Titular y Vicepresidente de ENDESA Chile, S.A.; Consejero de Miguel Pareja e Hijos S.L.</p>
D. Germán Medina Carrillo Granada. 1948	<p>Formación: Licenciado en Derecho.</p> <p>Experiencia: Funcionario Público; Abogado; Asesoría Empresarial; Responsable de Relaciones Industriales de ENDESA; Director Adjunto de Recursos Humanos de ENDESA; Director Corporativo de Recursos Humanos de ENDESA, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: ex Consejero y Vicepresidente de Electra de Viesgo S.A.; ex Consejero de Hidroeléctrica de Cataluña S.A.; Consejero de Fraternidad-Muprespa.</p>
D. Gabriel Castro Villalba Larache (Marruecos). 1939	<p>Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad de Barcelona.; Letrado de la AISS.</p> <p>Experiencia: Consultor en materia de comunicación sobre asuntos energéticos; Asesor en materia de comunicación de FECSA, de Petromed, del Centro de Estudios de la Energía y del Forum Atómico (predecesor del Foro Nuclear); Asesor, en su etapa fundacional, en cuestiones de comunicación al Consejo de Seguridad Nuclear.</p> <p>Consejos de Administración: ex Consejero de Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.U.</p>

---

### **Condena en relación con delitos de fraude**

Los miembros del Consejo de Administración de ENDESA así como el resto de miembros de la Alta Dirección de la Empresa, no tienen o han tenido condenas en relación con delitos de fraude durante los cinco años anteriores a la fecha de registro del presente Documento.

### **Quiebra, suspensión de pagos o liquidación por insolvencia**

Los miembros del Consejo de Administración de ENDESA así como el resto de miembros de la Alta Dirección de la Empresa, no han actuado en quiebras, suspensión de pagos o liquidación por insolvencia durante los cinco años anteriores a la fecha de registro del presente Documento, ejerciendo cargos como miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión, o alta dirección en las empresas objeto de quiebra, suspensión de pagos o liquidación por insolvencia.

### **Incrimación pública oficial y/o sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras**

Los miembros del Consejo de Administración de ENDESA así como el resto de miembros de la Alta Dirección de la Empresa, no tienen o han tenido incriminaciones públicas oficiales, sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras, ni sufren o han sufrido descalificaciones por un tribunal por su actuación como miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión de un emisor o por su actuación en la gestión de los asuntos de un emisor durante los cinco años anteriores a la fecha de registro del presente Documento.

## **14.2. Conflictos de intereses de los órganos administrativo, de gestión y supervisión, y altos directivos**

**Deben declararse los posibles conflictos de intereses entre los deberes de cualquiera de las personas mencionadas en 14.1. con el emisor y sus intereses privados y/o otros deberes. En caso de que no haya tales conflictos, debe hacerse una declaración a ese efecto.**

**Cualquier acuerdo o entendimiento con accionistas importantes, clientes, proveedores u otros, en virtud de los cuales cualquier persona mencionada en 14.1. hubiera sido designada miembro de los órganos administrativo, de gestión o supervisión, o alto directivo.**

**Datos de toda restricción acordada por las personas mencionadas en 14.1. sobre la disposición en determinado período de tiempo de su participación en los valores del emisor.**

Con carácter general, no existen conflictos de intereses entre los deberes de cualquiera de las personas mencionadas en el Apartado 14.1. anterior con ENDESA y sus intereses privados y/o otros deberes. No obstante, existen miembros del Consejo de Administración de ENDESA designados por proveedores de servicios que pudieran, en determinadas circunstancias, presentar situaciones de conflicto de interés.

Tal es el caso de D. Miguel Blesa de la Parra, que es miembro dominical del Consejo de Administración de ENDESA, derivándose su pertenencia al Consejo de Administración de la Sociedad de la participación accionarial que Caja Madrid ostenta en la Sociedad.

Durante el ejercicio 2004 no se han dado situaciones de conflicto de interés, según lo previsto en el artículo 127 tercero de la Ley de Sociedades Anónimas, en las que se encontrasen los Administradores, sin perjuicio de las abstenciones que, aún sin existir el conflicto y con objeto de extremar las cautelas, constan en las Actas de los Órganos de Administración de la Sociedad.

Salvo lo prevenido en el artículo 81 de la Ley 24/1988, de 28 julio, sobre Mercado de Valores, no existen restricciones acordadas con cualquiera de las personas mencionadas en el Apartado 14.1. del presente Capítulo sobre la disposición en determinado período de tiempo de su participación en los valores de ENDESA.



**15. REMUNERACION Y BENEFICIOS**

En relación con el último ejercicio completo, para las personas mencionadas en a) y d) del primer párrafo del punto 14.1.:

**15.1. Importe de la remuneración pagada (incluidos los honorarios contingentes o atrasados) y prestaciones en especie concedidas a esas personas por el emisor y sus filiales por servicios de todo tipo prestados por cualquier persona al emisor y sus filiales. Esta información debería proporcionarse con carácter individual a menos que la revelación individual no se exija en el país de origen del emisor y no sea revelada públicamente por el emisor en otro medio**

La Sociedad ha adoptado el modelo de información del Anexo I del Informe Anual de Gobierno Corporativo para las sociedades cotizadas implantado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV"), que fue aprobado en la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de este Organismo.

**1. Remuneración de los Consejeros durante el Ejercicio 2004**

Concepto Retributivo	En la Sociedad	Por la pertenencia de los Consejeros de la Sociedad a otros Consejos de Administración y/o a la Alta Dirección de Sociedades del Grupo
Retribución Fija	(1) 2.170	-
Retribución Variable	1.349	-
Dietas	930	311
Atenciones Estatutarias	-	-
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	-	-
Otros	47	-
<b>TOTAL</b>	<b>4.496</b>	<b>311</b>

Otros Beneficios	En la Sociedad	Por la pertenencia de los Consejeros de la Sociedad a otros Consejos de Administración y/o a la Alta Dirección de Sociedades del Grupo
Anticipos	343	-
Créditos concedidos	153	-
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	(2) 4.555	-
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	-	-
Primas de Seguros de Vida	225	-
Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros	(2) 5.865	-

(1) En todas las Sociedades del Grupo ENDESA la retribución fija del Presidente de la Sociedad es un 10% mayor que la del primer ejecutivo.

(2) La Compañía tiene establecida con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, una garantía de derechos futuros en materia de retribuciones y pensiones.

Estas garantías para el personal al que hace referencia el párrafo anterior, incluido en este apartado, ascienden en el concepto de "Fondos y planes de pensiones: Aportaciones", a la cifra de 3.907 miles de euros, y en el de "Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros", a 5.865 miles de euros. Esta última cifra se irá reduciendo cada año de permanencia en la empresa.

## 2. Remuneración total por tipología de Consejero

Tipología Consejeros	Por Sociedad	Por Grupo
	Datos en Miles de Euros	
Ejecutivos	2.984	71
Externos Dominicales	112	-
Externos Independientes	1.400	240
Otros Externos	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>4.496</b>	<b>311</b>

## 3. Remuneración total y porcentaje respecto al beneficio atribuido a la Sociedad Dominante

Remuneración Total Consejeros (en miles de euros)	4.807
Remuneración Total Consejeros / Beneficio atribuido a la Sociedad Dominante (expresado en %)	0,35% (*)

(\*) Si se atiende al porcentaje al que se refiere el artículo 40º de los Estatutos Sociales, es decir a la suma de asignaciones fijas y participación en beneficios sobre el beneficio del Grupo consolidado aprobados por la Junta General, éste se cifraría en un 0,05%.

## 4. Identificación de los Miembros de la Alta Dirección que no son a su vez Consejeros Ejecutivos, y Remuneración Total Devengada a su favor durante el Ejercicio 2004:

Nombre	Cargo
01. D. Francisco Borja Acha Besga	Director Corporativo de Asesoría Jurídica
02. D. José Damián Bogas Gálvez	Director General España y Portugal
03. D. Gabriel Castro Villalba	Director Corporativo de Comunicación
04. Dª. Mª Isabel Fernández Lozano	Directora Corporativa Adjunta al Director General de España y Portugal
05. D. Ángel Ferrera Martínez	Presidente Consejo Asesor Unelco-ENDESA Canarias
06. D. Amado Franco Lahoz	Presidente Consejo Asesor Erz-ENDESA Aragón
07. D. José Antonio Gutiérrez Pérez	Director General Erz-ENDESA Aragón
08. D. José Félix Ibáñez Guerra (3)	Director General Minería
09. D. Pedro Larrea Paguaga	Director General Gestión Energía
10. D. Héctor López Vilaseco	Director General Gestión Energía Latinoamérica
11. D. Alfredo Llorente Legaz (3) (4)	Director General ENDESA Diversificación
12. D. José Luis Marín López-Otero (3)	Director General Distribución
13. D. Alberto Martín Rivals	Director General Negocio Latinoamérica
14. D. José A. Martínez Fernández (3)	Director General Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura
15. D. Germán Medina Carrillo (3)	Director Corporativo de Recursos Humanos
16. D. Salvador Montejo Vellilla	Secretario General y del Consejo de Administración
17. D. Manuel Morán Casero	Director General Generación
18. D. Jesús Olmos Clavijo	Director General Europa
19. D. José Luis Palomo Álvarez	Director Corporativo Financiero y de Control
20. D. Antonio Pareja Molina (3)	Director Corporativo de Servicios
21. D. José María Plans Gómez (3)	Director General Unelco-ENDESA Canarias
22. D. José Luis Puche Castillejo	Director Corporativo de Auditoría
23. D. Álvaro Quirralte Abelló	Director General ENDESA Italia
24. D. Jaime Reguart Pelegrí (3)	Director General Gesa-ENDESA Baleares
25. D. Bartolomé Reus Beltrán	Presidente Consejo Asesor Gesa-ENDESA Baleares
26. D. Luis Rivera Novo	Director General Latinoamérica
27. D. Juan Rosell Lastortras	Presidente Consejo Asesor Fecsa-ENDESA Cataluña
28. D. Jorge Rosemblut Ratinoff	Presidente Chilectra
29. D. José María Rovira Vilanova (3)	Director General Fecsa-ENDESA Cataluña
30. D. Carlos Torres Vila	Director Corporativo de Estrategia
31. D. Javier Uriarte Monereo	Director General Comercialización
32. D. Mario Valcarce Durán	Gerente General Enersis
33. D. Evaristo Villa Ruiz (3) (4)	Director General ENDESA Servicios
34. D. Jaime Ybarra Lloset	Presidente Consejo Asesor Sevillana ENDESA Andalucía y Extremadura
35. D. Pablo Yrarrazabal Valdés	Presidente Enersis
<b>Remuneración Total Alta Dirección (en miles de euros)</b>	<b>17.271</b>

(3) Participan en el mismo régimen descrito en la nota (2) del apartado a) "Otros beneficios", con sus condiciones particulares.

(4) Los señores D. Alfredo Llorente Legaz y D. Evaristo Villa Ruiz se jubilaron con fecha 1 de octubre de 2004.

## 5. Remuneración de los Altos Directivos durante el ejercicio 2004

A continuación se detalla la retribución correspondiente a las personas relacionadas en el punto 4 conforme a los mismos conceptos del punto 1:

Concepto Retributivo	En la Sociedad	Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo
Retribución Fija	10.066	-
Retribución Variable	5.398	-
Dietas	0	188
Atenciones Estatutarias	-	-
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	-	-
Otros	1.807	-
<b>TOTAL</b>	<b>17.271</b>	<b>188</b>

Otros Beneficios	En la Sociedad	Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo
Anticipos	1.788	-
Créditos concedidos	3.209	-
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones	(1) 5.503	-
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	-	-
Primas de Seguros de Vida	525	-
Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Altos Directivos	(1) 20.564	-

(1) La Compañía tiene establecida con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, una garantía de derechos futuros en materia de retribuciones y pensiones, cifra que se irá reduciendo cada año de permanencia en la empresa.

## 15.2. Importes totales ahorrados o acumulados por el emisor o sus filiales para prestaciones de pensión, jubilación o similares.

A 31 de diciembre de 2004 ENDESA tiene dotada una provisión por importe de 308 millones de euros, que corresponden a pensiones, y 2.316 millones de euros correspondientes 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. Además, el saldo de provisiones a esa fecha incluye 252 millones de euros correspondientes al pasivo devengado por los beneficios sociales del personal con premio de antigüedad y suministro de energía durante su etapa de jubilación.

Las empresas españolas del Grupo tienen, por lo general, obligaciones de complementos de pensiones con su personal, que varían en función de la sociedad del Grupo de la cual provienen. Estas obligaciones y compromisos combinan prestación definida y aportación definida, y están formalizadas a través de planes de pensiones o contratos de seguros.

El Grupo ENDESA en virtud del Acuerdo Marco de 25 de octubre de 2000 se obligó con todos sus trabajadores de nuevo ingreso a un Plan de Pensiones de aportación definida del 3% del salario para la contingencia de jubilación y de prestación definida de dos anualidades para las contingencias de invalidez y fallecimiento en activo, para cuya cobertura los propios planes tienen contratadas las oportunas pólizas de seguros.

En cuanto a los trabajadores ingresados con anterioridad al Acuerdo Marco, se respetan los sistemas de origen, que en su práctica totalidad son de naturaleza mixta, es decir, de aportación definida para la contingencia de jubilación y de prestación definida para las contingencias de invalidez y fallecimiento en activo, para cuya cobertura los planes de pensiones tienen contratadas las oportunas pólizas de seguros. Los porcentajes de aportación y la definición de las prestaciones de riesgo son las características que distinguen unos sistemas de otros.

No obstante, existen dos grandes colectivos de trabajadores ingresados con anterioridad al Acuerdo Marco, de número acotado en tanto que no puede haber nuevas incorporaciones, que no corresponden al modelo general, anteriormente indicado, de aportación definida

La legislación establecía la obligación de externalizar los compromisos por pensiones devengados, habiendo cumplido el Grupo ENDESA con dicha normativa. En el caso de los planes de pensiones, las transferencias de fondos, de acuerdo con los planes de reequilibrio, se están realizando en un plazo de 10 años, tal como establece el Real Decreto 1588/1999 de 15 de octubre. Para la externalización de los compromisos en que el instrumento es la póliza de seguros, en unos casos se ha pagado la prima al contado y en otros se han financiado al amparo del Real Decreto 1588/1999.

El Grupo tiene en marcha planes de reducción de plantilla, fundamentalmente en España, los cuales se enmarcan dentro de los correspondientes expedientes de regulación de empleo aprobados. Dichos planes posibilitan el acceso a la prejubilación. Los planes garantizan el mantenimiento de una percepción durante el período de la prejubilación, y en algunos casos una pensión vitalicia una vez alcanzada la jubilación anticipada, por las mermas en la pensión pública. Actualmente existen dos tipos de planes vigentes:

- 1) Expedientes de regulación de empleo aprobados en las antiguas empresas con anterioridad al proceso de reordenación societaria de 1999. Los trabajadores tienen derecho a acogerse, en función del expediente aprobado en cada empresa, entre los 50 y 55 años, durante el periodo de 1998 – 2005. El colectivo total considerado en la valoración es de 7.283 personas, de las cuales 678 están pendientes de acogerse, pudiendo ejercitar su derecho hasta el 31 de diciembre de 2005.
- 2) Plan voluntario de salidas aprobado en 2000. Los trabajadores tienen derecho acogerse a los 60 años, siempre que hayan cumplido 50 años antes de 31 de diciembre de 2005 y reúnan en esta fecha al menos 10 años de antigüedad. El colectivo total considerado en la valoración es de 4.673 personas, de las cuales 1.575 se encuentran actualmente en situación de prejubilación.

Con los importes registrados en el balance de situación consolidado a 31 de diciembre de 2004 y las externalizaciones realizadas, el Grupo tiene cubiertas sus obligaciones derivadas de los compromisos anteriormente expuestos.

**16. PRACTICAS DE GESTION**

**En relación con el último ejercicio completo del emisor, y salvo que se disponga lo contrario, con respecto a las personas mencionadas en a) del primer párrafo de 14.1.1.:**

**16.1. Fecha de expiración del actual mandato, en su caso, y período durante el cual la persona ha desempeñado servicios a su cargo.**

A la fecha de registro de este Folleto, las fechas de último nombramiento como miembros del Consejo de Administración, así como el período durante el cual han desempeñado servicios en dicho cargo se detallan en el cuadro que figura a continuación:

<b>Cargo</b>	<b>Miembros</b>	<b>Fecha Primer Nombramiento</b>	<b>Fecha Ultimo Nombramiento</b>
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	18.10.1996 14.05.2002 (1)	28.04.2001
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	11.02.1997	28.04.2001
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba	19.06.1998	19.06.2003
	D. Miguel Blesa de la Parra	06.11.2000	06.11.2000
	D. José M. Fernández Cuevas	19.06.1998	19.06.2003
	D. José M. Fernández Norriella	07.07.1998	19.06.2003
	D. Rafael González-Gallarza Morales	19.06.1998	19.06.2003
	D. Francisco Núñez Boluda	12.05.1998	10.05.2002
	D. Juan Ramón Quintás Seoane	02.04.2004	02.04.2004
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	06.02.2001	06.02.2001
	D. Francisco Recarte García-Andrade	27.05.2005	27.05.2005
	D. Manuel Ríos Navarro	28.07.1998	19.06.2003
Secretario no Consejero	D. Juan Rosell Lastortras	27.05.2005	27.05.2005
	D. José Serna Masiá	07.02.2000	02.04.2004
	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

(1) Fecha de nombramiento como Presidente de la Sociedad por el Consejo de Administración.

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.

**16.2. Información sobre los contratos de miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión con el emisor o cualquiera de sus filiales que prevean beneficios a la terminación de sus funciones, o la correspondiente declaración negativa.**

Número de beneficiarios: 29

Órgano que autoriza las cláusulas: Consejo de Administración

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la sociedad y de su Grupo, se ajustan a la práctica habitual del mercado, como se deriva de los informes solicitados por la compañía, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia post-contractual. El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

Extinción:

- Por mutuo acuerdo: Indemnización equivalente a tres veces la retribución anual.
- Por decisión unilateral del directivo: Sin derecho de indemnización, salvo que el desestimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la sociedad de sus obligaciones o vaciamiento del puesto, siendo en este caso aplicable lo expuesto en el punto anterior.
- Por desestimiento de la sociedad: Indemnización igual a la del punto primero.

- Por decisión de la sociedad basada en una conducta gravemente dolosa y culpable del directivo en el ejercicio de sus funciones: Sin derecho a indemnización.

Estas condiciones son alternativas a las derivadas de la relación laboral preexistente para el Consejero Delegado y los Altos Directivos.

Pacto de no competencia post-contractual:

- Dos años de duración. En contraprestación, el directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad equivalente a una retribución fija anual.

### 16.3. Información sobre el comité de auditoria y el comité de retribuciones del emisor, incluidos los nombres de los miembros del comité y un resumen de su reglamento interno.

#### Comité de Auditoria y Cumplimiento

El Comité de Auditoria y Cumplimiento estará integrado por un mínimo de cuatro miembros y un máximo de seis miembros del Consejo de Administración, designados con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. En su composición deberán ser mayoría los consejeros cuya vinculación con la Sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo.

El Presidente del Comité de Auditoria y Cumplimiento será designado por el Consejo de Administración de entre sus miembros, con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. El Presidente deberá ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido un plazo de un año desde su cese.

El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración y levantará actas de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo.

La función principal de este Comité será velar por el buen gobierno corporativo y la transparencia en todas las actuaciones de la sociedad en los ámbitos económico-financiero y de auditoria externa y cumplimiento y auditoria interna, y en todo caso, tendrá encomendadas las siguientes funciones:

- Informar en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- Proponer al Consejo de Administración para su sometimiento a la Junta General de Accionistas el nombramiento de los auditores de cuentas externos, de conformidad con el artículo 57 de los Estatutos Sociales.
- Supervisar los servicios de auditoria interna.
- Conocer el proceso de información financiera y de los sistemas de información y de control interno de la sociedad.
- Relacionarse con los auditores externos para recibir información sobre aquellas cuestiones que puedan poner en riesgo la independencia de éstos y cualesquiera otras relacionadas con el proceso de desarrollo de la auditoria de cuentas, así como aquellas otras comunicaciones previstas en la legislación de auditoria de cuentas y en las normas técnicas de auditoria.

Estas funciones se entenderán con carácter enunciativo y sin perjuicio de aquéllas otras que el Consejo de Administración pudiera encomendarle.

En la actualidad integran este Comité los siguientes miembros:

Cargo	Miembros	Fecha Nombram.	Carácter
Presidente	D. Francisco Javier Ramos Gascón	29.03.2001	b)(1)
Consejeros	D. Francisco Núñez Boluda	07.07.1998	b)
	D. Alberto Recarte garcía-Andrade	27.05.2005	b)
	D. José Serna Masía	07.02.2000	b)
	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

(1) 14 de mayo de 2002. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Auditoria y Cumplimiento.

Durante el ejercicio 2004, el Comité de Auditoría y Cumplimiento ha celebrado 9 reuniones.

### Comité de Nombramientos y Retribuciones

El Comité de Nombramientos y Retribuciones estará integrado por un mínimo de cuatro y un máximo de seis miembros del Consejo de Administración, designados con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. En su composición deberán ser mayoría los consejeros cuya vinculación con la Sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo. El Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones será designado por el Consejo de Administración de entre sus miembros, con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. El Presidente deberá ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido un plazo de un año desde su cese. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración y levantará acta de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo.

El Comité de Nombramientos y Retribuciones tendrá encomendadas, entre otras, las funciones de informar y proponer el nombramiento de los miembros del Consejo de Administración, ya sea por el supuesto de cooptación como para su propuesta a la Junta General. Asimismo, informará acerca de sus retribuciones. Además, el Comité tendrá encomendadas las siguientes funciones:

- Informar al Consejo de Administración sobre los nombramientos relativos a la Alta Dirección de ENDESA., así como de los primeros ejecutivos de Enersis, Chilectra y ENDESA Chile.
- Aprobar las retribuciones de los miembros de la Alta Dirección.
- Decidir la adopción de esquemas de retribución para la Alta Dirección que tengan en cuenta los resultados de las empresas. Igualmente, deberá conocer y valorar la política de directivos de la empresa.
- Determinar los regímenes particulares de vinculación del Presidente y del Consejero Delegado con la sociedad.
- Elaborar y aprobar el Estatuto de la Alta Dirección.

Estas funciones se entenderán con carácter enunciativo y sin perjuicio de aquéllas otras que el Consejo de Administración pudiera encomendarle. El Consejo podrá requerir al Comité la elaboración de informes sobre aquellas materias propias de su ámbito de actuación.

En la actualidad integran este Comité los siguientes miembros:

Cargo	Miembro	Fecha Nombram.	Carácter
Presidente	D. Rafael González-Gallarza Morales	07.07.1998	b)(1)
Consejeros	D. Juan Ramón Quintás Seoane	27.05.2005	b)
	D. Manuel Ríos Navarro	07.02.2000	b)
	D. Juan Rosell Lastortras	27.05.2005	b)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

(1) 14 de mayo de 2002. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones.

Durante el ejercicio 2004, el Comité de Nombramientos y Retribuciones ha celebrado 7 reuniones, habiendo asistido a todas ellas su Presidente.

#### 16.4. Declaración de si el emisor cumple el régimen o regímenes de gobernanza corporativa de su país de constitución.

Los principios que rigen el gobierno de la Sociedad se establecen en:

- Los Estatutos Sociales, cuya última modificación fue aprobada por acuerdo de la Junta General de Accionistas celebrada el 2 de abril de 2004.
- El Reglamento de la Junta General de Accionistas, aprobado en la Junta del 19 de junio de 2003 y modificado en la Junta General de 2 de abril de 2004.
- El Reglamento del Consejo de Administración, aprobado con fecha 28 de octubre de 2003.
- El Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores, aprobado por el Consejo de Administración el 27 de mayo de 2003.

- Las Normas de Integridad Corporativa, aprobadas por el Consejo de Administración con fecha 25 de marzo de 2003.

Los Estatutos Sociales de la Compañía contienen en sus preceptos, junto a disposiciones legales de obligado cumplimiento, los principios que rigen el gobierno de la Sociedad y los órganos que conforman el mismo: Junta General de Accionistas, Consejo de Administración y Comisión Ejecutiva.

Entre los principios, cabe destacar el de transparencia, el respeto a los derechos del accionista, el deber de diligencia y lealtad de los consejeros y el establecimiento de un régimen de funcionamiento de los órganos sociales que, con respeto a la legalidad, promueva la participación de los accionistas en la toma de decisiones.

El Reglamento de la Junta General tiene como objetivo potenciar la participación de los accionistas en la Junta General, mediante la adecuada ordenación de los mecanismos que faciliten su información y estimulen su contribución a la formación de la voluntad social a través del ejercicio de los derechos de intervención en las deliberaciones y de voto.

El Reglamento del Consejo de Administración regula su organización y funcionamiento, de conformidad con el artículo 36 de los Estatutos Sociales. Se inspira en tres conceptos: fomentar la transparencia en las actuaciones de los órganos de gobierno de la Sociedad y en todas sus relaciones, impulsar una gestión empresarial eficaz y la asunción de responsabilidades por la Alta Dirección y el Consejo de Administración ante los accionistas de la Sociedad.

El Reglamento Interno de Conducta en los Mercados de Valores determina los criterios de comportamiento que deben seguir sus destinatarios en las operaciones que en ellos se efectúen, con el fin de contribuir a su transparencia y a la protección de los inversores y se inspira en los principios de imparcialidad, buena fe, anteposición de los intereses generales a los propios y cuidado y diligencia en el uso de la información y en la actuación en los mercados.

Las Normas de Integridad Corporativa, están constituidas por el Estatuto de la Alta Dirección, el Estatuto del Directivo y el Código de Conducta del Empleado. Estas normas desarrollan los principios y valores de la Compañía, sientan los criterios para las relaciones con los clientes y proveedores y establecen los principios que han de presidir las actuaciones de los empleados: conducta ética, profesionalidad y confidencialidad. Asimismo, dispone las incompatibilidades y limitaciones derivadas de la condición de directivo y alto directivo.

Todos los documentos se encuentran disponibles en la página *web* de la Sociedad: [www.endesa.es](http://www.endesa.es).

Con fecha 20 de abril de 2004, la Sociedad remitió el Informe de Gobierno Corporativo 2004 a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, "CNMV").

ENDESA declara que cumple el régimen de gobierno corporativo, de acuerdo con la legislación vigente en España.



**17. EMPLEADOS**

**17.1. Número de empleados al final del período o la media para cada ejercicio durante el período cubierto por la información financiera histórica hasta la fecha del documento de registro (y las variaciones de ese número, si son importante) y, si es posible y reviste importancia, un desglose de las personas empleadas por categoría principal de actividad y situación geográfica. Si el emisor emplea un número significativo de empleados eventuales, incluir datos sobre el número de empleados eventuales por término medio durante el ejercicio más reciente.**

A 31 de diciembre de 2004, ENDESA tenía un total de 27.918 empleados, lo que supone un incremento del 4,3% respecto de los existentes al final del ejercicio anterior. La plantilla de su negocio en España y Portugal ha pasado de 13.838 empleados al cierre de 2003 a 13.743 al término de 2004, lo que supone una disminución del 0,7%. Por lo que se refiere al conjunto de los negocios que desarrolla fuera de España, su plantilla total ha pasado de 12.939 a 14.175 empleados entre el cierre de 2003 y el de 2004. Este incremento se debe a que, desde septiembre de 2004, la plantilla de Snet, que asciende a 1.331 personas, se ha incorporado al perímetro de consolidación de ENDESA, una vez que ésta ha elevado su presencia en la generadora francesa hasta alcanzar una participación de control del 65%.

La tabla que figura a continuación muestra la evolución de la plantilla de ENDESA en los últimos tres años:

<b>Plantilla Final</b>	<b>2004</b>	<b>% Variación</b>	<b>2003</b>	<b>% Variación</b>	<b>2002</b>
Negocio en España	13.743	(0,7)	13.838	(1,3)	14.020
Negocio eléctrico internacional	14.175	9,6	12.939	4,9	12.334
<b>Total</b>	<b>27.918</b>	<b>4,3</b>	<b>26.777</b>	<b>1,6</b>	<b>26.354</b>

<b>Plantilla Media</b>	<b>2004</b>	<b>% Variación</b>	<b>2003</b>	<b>% Variación</b>	<b>2002</b>
Negocio en España	13.759	(0,9)	13.882	(2,4)	14.221
Negocio eléctrico internacional	13.226	4,0	12.718	3,3	12.307
<b>Total</b>	<b>26.985</b>	<b>1,4</b>	<b>26.600</b>	<b>0,3</b>	<b>26.528</b>

**17.2. Acciones y opciones de compra de opciones. Con respecto a cada persona mencionada en a) y d) del primer párrafo del punto 14.1., proporcionar información de su tenencia de participaciones del emisor y de toda opción sobre tales acciones a partir de la fecha practicable más reciente.**

El total de acciones de las que son titulares, a título individual, los actuales Consejeros de la Sociedad a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 89.126 acciones, que representan el 0,00842 del capital social conforme al detalle que figura a continuación:

<b>Nombre del Consejero</b>	<b>Nº de Acciones Directas</b>	<b>Nº de Acciones Indirectas</b>	<b>Nº de Acciones Representadas</b>	<b>Nº de Acciones Total</b>	<b>% Total s/Capital Social</b>
D. Manuel Pizarro Moreno	50.004	-	-	50.004	0,00472
D. Rafael Miranda Robredo	7.585	-	-	7.585	0,00072
D. Alberto Alonso Ureba	-	-	-	-	-
D. Miguel Blesa de la Parra (1)	600	-	95.287.691	95.288.291	9,00006
D. José M. Fernández Cuevas	-	-	-	-	-
D. José M. Fernández Normiella	-	-	-	-	-
D. Rafael González-Gallarza M.	3.300	-	-	3.300	0,00031
D. Francisco Núñez Boluda	4.000	-	-	4.000	0,00038
D. Juan R. Quintás Seoane	1.525	-	-	1.525	0,00014
D. Francisco Javier Ramos Gascón (2)	992	8.779	-	9.771	0,00092
D. Alberto Recarte García-Andrade (3)	250	21.100	-	21.350	0,00202
D. Manuel Ríos Navarro (4)	3.889	8.583	-	12.472	0,00118
D. Juan Rosell Lastortras (5)	5	10.000	-	10.005	0,00094
D. José Serna Masiá (6)	16.976	520	-	17.496	0,00165
<b>TOTAL</b>	<b>89.126</b>	<b>48.982</b>	<b>95.287.691</b>	<b>95.425.799</b>	<b>9,01304</b>

Acciones indirectas y representadas

- (1) En representación de la Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid.
- (2) A través de Araluz Inversiones SICAV, S.A. (7.520 acciones) y de participación familiar (1.259 acciones).
- (3) A través de Inversiones GCU SICAV, S.A. (21.100 acciones).
- (4) A través de Rimalo Inversiones SICAV, S.A. (8.583 acciones).
- (5) A través de CIVISLAR, S.A. (10.000 acciones).
- (6) A través de participación familiar (520 acciones).

El total de acciones de las que son titulares los actuales miembros de la Alta Dirección de la Sociedad, excluyendo a aquellos que son miembros del Consejo de Administración de la Sociedad, a la fecha de registro del presente Folleto asciende a 97.797 acciones, que representan el 0,00924% del capital social, conforme al detalle que figura a continuación:

Nombre	Nº de Acciones		
	Directas	Indirectas	Total
01. D. Francisco Borja Acha Besga	1.000	0	1.000
02. D. José Damián Bogas Gálvez	7.438	0	7.438
03. D. Gabriel Castro Villalba	4.479	0	4.479
04. D <sup>a</sup> . M <sup>a</sup> Isabel Fernández Lozano	1.215	0	1.215
05. D. Ángel Ferrera Martínez	4.799	0	4.799
06. D. Amado Franco Lahoz	0	0	0
07. D. José Antonio Gutiérrez Pérez	6.417	0	6.417
08. D. José Félix Ibáñez Guerra	4.147	0	4.147
09. D. Pedro Larrea Paguaga	3.015	0	3.015
10. D. Héctor López Vilaseco	3.045	0	3.045
11. D. José Luis Marín López-Otero	7.289	0	7.289
12. D. Alberto Martín Rivals	780	0	780
13. D. José A. Martínez Fernández	0	0	0
14. D. Germán Medina Carrillo	7.573	0	7.573
15. D. Salvador Montejo Velilla	860	0	860
16. D. Manuel Morán Casero	4.350	0	4.350
17. D. Jesús Olmos Clavijo	7.108	0	7.108
18. D. José Luis Palomo Álvarez	8.300	0	8.300
19. D. Antonio Pareja Molina	4.479	0	4.479
20. D. José María Plans Gómez	5.455	0	5.455
21. D. José Luis Puche Castillejo	0	0	0
22. D. Álvaro Quiralte Abelló	6.179	0	6.179
23. D. Jaime Reguart Pelegrí	0	0	0
24. D. Bartolomé Reus Beltrán	100	0	100
25. D. Luis Rivera Novo	3.015	0	3.015
26. D. Jorge Rosemblut Ratinoff	0	0	0
27. D. José María Rovira Vilanova	1.063	0	1.063
28. D. Carlos Torres Vila	731	0	731
29. D. Javier Uriarte Monereo	0	0	0
30. D. Mario Valcarce Durán	0	0	0
31. D. Jaime Ybarra Lloset	5.000	0	5.000
32. D. Pablo Yrarrazabal Valdés	0	0	0

Los miembros del Comité de Dirección de la Sociedad no tienen derechos de opción sobre las acciones de la misma.

**17.3. Descripción de todo acuerdo de participación de los empleados en el capital del emisor.**

No existen acuerdos de participación de los empleados en el capital social de la Sociedad.

## 18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

### 18.1. En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativo, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable, según el derecho nacional del emisor, en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas o, en caso de no haber tales personas, la correspondiente declaración negativa.

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, y la Caja de Pensiones de Barcelona, han comunicado ser titulares, directa e indirectamente, de más de un 5% del capital social de la compañía.

Conforme a la información de que dispone ENDESA, las personas que no pertenecen a los órganos administrativo, de gestión o de supervisión de la Sociedad y que, directa o indirectamente, tienen un interés destacable, según el derecho nacional de ENDESA, en el capital o en los derechos de voto de ENDESA son las siguientes a la fecha de registro del Documento de Registro de Acciones:

Sociedad	Nº Acciones Directas	Nº Acciones Indirectas	% sobre Capital
Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (1)	--	52.975.235	5,004
Caixa Holding, S.A.	52.775.235	--	4,985
Caixa de Seguros de Vida, S.A. de Seguros y Reaseguros	200.000	--	0,019
Chase Nominees Ltd. (2)	60.683.704	--	5,732
State Street Bank & Trust Co. (3)	53.339.905	--	5,038

- (1) Con fecha 3 de junio de 2003, la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona "La Caixa", comunicó a la CNMV que, a través de Caixa Finance, B.V., había llevado a cabo una emisión de Bonos Canjeables por acciones de ENDESA, S.A. con la garantía de La Caixa y para su colocación en el Mercado Institucional Europeo, excepto en España. El subyacente de la emisión representa 52.975.235 acciones de ENDESA, S.A. con vencimiento a tres años, pudiendo ejercitar los tenedores de los bonos canjeables la opción de canje a partir del 11 de agosto de 2003 y hasta 9 días antes del vencimiento de la emisión, siendo el precio de canje igual a 16 euros, reservándose el emisor la opción de entregar en lugar de acciones de ENDESA, S.A. una cantidad en efectivo equivalente. Conforme al hecho relevante remitido por La Caixa a la CNMV con fecha 1 de julio de 2005, a partir del 1 de julio de 2005, de acuerdo con las condiciones de la emisión, se han recibido peticiones de canje de bonos por parte de los inversores por un total de 31.465.625 acciones de ENDESA, lo que supone un 2,97% del capital. Con la entrega de dichas acciones en el canje de bonos, que se completará en los primeros días del mes de julio, la participación de La Caixa en el capital social de ENDESA se verá reducida al 2,03%.
- (2) Con fecha 26 de marzo de 2003, la entidad financiera Santander Central Hispano, S.A. remitió a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV") Comunicación de Participación Significativa, en su condición de declarante respecto de Chase Nominees Ltd., constituida por 60.683.704 acciones, un 5,732% del capital social de ENDESA, S.A. Chase Nominees Ltd. es sujeto obligado a comunicar en ENDESA, S.A. como entidad cotizada, por su intervención como persona interpuesta (Artículo 3.1 del Real Decreto 377/1991, de 15 de marzo) al actuar por cuenta de sus clientes, ninguno de los cuales resulta, a su vez, sujeto obligado de remisión de participación significativa en la misma, si se atiende únicamente a la posición accionarial de cuya titularidad tiene constancia la entidad Chase Nominees Ltd.
- (3) Con fecha 2 de febrero de 2005, State Street Bank & Trust Co. remitió a la CNMV comunicación de participación significativa de 53.339.905 acciones de ENDESA, que representan el 5,038% del capital social. La entidad financiera que actúa como custodio de valores de clientes ha remitido la información adicional siguiente: "Confirmamos que ninguno de nuestros clientes domiciliados en un paraíso fiscal posee una participación igual o superior al 1%, y ninguno de nuestros clientes domiciliados fuera de un paraíso fiscal posee, de acuerdo con los registros de State Street, participaciones iguales o superiores al 5%".

Con fecha 4 de abril de 2005, Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid remitió a la CNMV comunicación del aumento de su participación accionarial en ENDESA hasta alcanzar el 9% del capital social de ésta, y anunció además su previsión de seguir invirtiendo, de acuerdo con la normativa vigente, hasta el 10% del mismo.

### 18.2. Si los accionistas principales del emisor tienen distintos derechos de voto, o la correspondiente declaración negativa.

Con las salvedades establecidas en los Estatutos y mencionadas en el Apartado 21 de este Documento, todas las acciones emitidas por la Compañía pertenecen a una misma clase y serie, con los mismos derechos políticos y económicos.

### 18.3. En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, declarar si el emisor es directa o indirectamente propiedad o está bajo control y quién lo ejerce, y describir el

**carácter de ese control y las medidas adoptadas para garantizar que no se abusa de ese control.**

En la medida que ENDESA conoce, no existen personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, aislada o conjuntamente, ejerzan el control de la sociedad.

**18.4. Descripción de todo acuerdo, conocido del emisor, cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.**

En la medida que ENDESA conoce, no existen acuerdos cuya aplicación pueda en una fecha ulterior dar lugar a un cambio en el control del emisor.

**19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS**

Los datos de operaciones con partes vinculadas (que para estos fines se definen según las normas adoptadas en virtud del Reglamento (CE) nº 1606/2002), que el emisor haya realizado durante el período cubierto por la información financiera histórica y hasta la fecha del documento de registro, deben declararse de conformidad con las correspondientes normas adoptadas en virtud del Reglamento (CE) nº 1606/2002, en su caso.

Si tales normas no son aplicables al emisor, debería revelarse la siguiente información:

- a) **Naturaleza y alcance de toda operación que sea –como operación simple o en todos su elementos- importante para el emisor. En los casos en que esas operaciones con partes vinculadas se hayan realizado a precio de mercado, dar una explicación de los motivos. En el caso de préstamos pendientes, incluidas las garantías de cualquier clase, indicar el saldo pendiente.**
- b) **Importe o porcentaje de las operaciones con partes vinculadas en el volumen de negocios del emisor.**

Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones de la Sociedad o entidades de su Grupo, y los Accionistas Significativos de la Sociedad

Las operaciones relevantes realizadas durante el ejercicio 2004, con los accionistas significativos, identificados en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV"), todas ellas cerradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

Accionistas Significativo	Sociedad del Grupo	Naturaleza Relación	Tipo de Operación	Importe (Millones Euros)
Caja de Madrid	ENDESA, S.A.	Contractual	Emisión de pagarés	36
	ENDESA, S.A.	Contractual	Avales	150
	ENDESA, S.A.	Contractual	Depositorio de fondos de pensiones	1.536
	International ENDESA, B.V.	Contractual	Derivado	115
	Gas Aragón, S.A.	Contractual	Crédito	6
	Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	Contractual	Préstamo	23
	ENDESA Italia, SRL	Contractual	Préstamo	100
	ENDESA Italia, SRL	Contractual	Derivado	100
	Energis, S.A.	Contractual	Préstamo sindicado	100
	ENDESA Chile, S.A.	Contractual	Préstamo sindicado	62
La Caixa	ENDESA, S.A.	Contractual	Emisión de pagarés	169
	ENDESA, S.A.	Contractual	Avales	300
	ENDESA Diversificación, S.A.	Contractual	Asesoría en venta	2,4

Operaciones relevantes que supongan una transferencia de recursos u obligaciones entre la Sociedad o entidades de su Grupo, y los Administradores o Directivos de la Sociedad

Los miembros del Consejo de Administración y demás personas que asumen la gestión de ENDESA, S.A. al nivel más elevado, 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 2004 en transacciones inhabituales y/o relevantes de la sociedad.

Operaciones relevantes realizadas por la Sociedad con otras Sociedades pertenecientes al mismo Grupo, siempre y cuando no se eliminen en el proceso de elaboración de estados financieros consolidados y no formen parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a objeto y condiciones

No existen operaciones significativas realizadas entre Sociedades del Grupo que no se eliminen en el proceso de elaboración de la consolidación de las cuentas anuales y que no formen parte del tráfico habitual de la Sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

## **20. INFORMACION RELATIVA AL ACTIVO Y EL PASIVO DEL EMISOR, POSICION FINANCIERA Y PERDIDAS Y BENEFICIOS**

### **20.1. Información financiera histórica**

Información financiera histórica auditada que abarque los 3 últimos ejercicios (o del período más corto que el emisor haya tenido actividad), y el informe de auditoría correspondiente a cada año. Esta información financiera se preparará de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 o, si no es aplicable, con las normas nacionales de contabilidad de un Estado miembro para emisores de la Comunidad. Para emisores de terceros países, la información financiera se preparará de conformidad con las normas internacionales de contabilidad adoptadas según el procedimiento del artículo 3 del Reglamento (CE) nº 1606/2002 o con normas nacionales de contabilidad de un tercer país equivalente a esas. Si la información financiera no es equivalente las normas mencionadas, se presentará bajo la forma de estados financieros revaluados.

La información financiera histórica auditada de los últimos dos años debe presentarse y prepararse de forma coherente con la que se adoptará en los próximos estados financieros anuales publicados por el emisor, teniendo en cuenta las normas y políticas contables, y al legislación aplicable a esos estados financieros anuales.

Si el emisor ha operado en su esfera actual de actividad económica durante menos de un año, la información financiera histórica auditada que cubra ese período debe prepararse de conformidad con las normas aplicables a los estados financieros anuales con arreglo al Reglamento (CE) nº 1606/2002, o, si es no aplicable, con la normas nacionales de contabilidad de un Estado miembro si el emisor es de la Comunidad. Para emisores de terceros países, la información financiera histórica se preparará de conformidad con las normas internacionales de contabilidad adoptadas según el procedimiento del artículo 3 del Reglamento (CE) nº 1606/2002 o con normas nacionales de contabilidad de un tercer país equivalentes a esas. Esta información financiera histórica debe auditarse.

Si la información financiera auditada se prepara con arreglo a normas nacionales de contabilidad, la información financiera requerida bajo este epígrafe debe incluir por lo menos:

- a) balance;
- b) cuenta de resultados;
- c) declaración que muestre que todos los cambios en el neto patrimonial o los cambios en el neto patrimonial que no procedan de operaciones de capital con propietarios y distribuciones a propietarios;
- d) estado de flujos de efectivo;
- e) políticas contables utilizadas y notas explicativas.

La información financiera histórica anual deberá auditarse de manera independiente o informarse sobre si, a efectos del documento de registro, da una opinión verdadera y justa, de conformidad con las normas de auditoría aplicables en un Estado miembro o una norma equivalente.

Las cuentas anuales y los informes de gestión de ENDESA, S.A. y del Grupo correspondientes al ejercicio 2004 han sido aprobados en Junta General de Accionistas Ordinaria celebrada el 27 de mayo de 2005, habiendo sido auditados por la firma Deloitte & Touche España, S.L..

### **Balance de Situación Consolidado**

A continuación se detallan los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
<b>ACTIVO</b>			
<b>Inmovilizado</b>	<b>35.129</b>	<b>33.678</b>	<b>35.792</b>
Gastos de establecimiento	8	14	16
Inmovilizaciones inmateriales	375	526	502
Bienes y derechos inmateriales	894	1.025	906
Provisiones y amortizaciones	(519)	(499)	(404)
Inmovilizaciones materiales	29.162	26.962	27.741
Terrenos y construcciones	2.283	1.893	1.961
Instalaciones técnicas de energía eléctrica	50.080	46.106	46.358
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otros inmovilizado	1.829	1.647	1.678
Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	2.210	2.364	1.965
Otras inmovilizaciones materiales en curso	151	101	248
Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	(24.923)	(23.003)	(22.241)
Otras amortizaciones y provisiones	(2.468)	(2.146)	(2.228)
Inmovilizaciones financieras	5.584	6.159	7.451
Participaciones puestas en equivalencia	1.615	1.519	2.038
Créditos a sociedades puestas en equivalencia	47	232	48
Cartera de valores a largo plazo	375	573	539
Otros créditos	996	1.194	1.677
Administración Públicas a largo plazo	2.619	2.759	3.253
Provisiones	(68)	(118)	(104)
Acciones propias de la sociedad dominante	0	17	82
<b>Fondo de comercio de consolidación</b>	<b>4.413</b>	<b>4.584</b>	<b>4.970</b>
<b>Gastos a distribuir en varios ejercicios</b>	<b>667</b>	<b>677</b>	<b>538</b>
<b>Activo circulante</b>	<b>7.822</b>	<b>7.108</b>	<b>6.876</b>
Existencias	806	644	763
Deudores	4.465	4.096	3.865
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	3.427	2.951	2.793
Empresas puestas en equivalencia	51	17	21
Otros deudores	1.237	1.366	1.298
Provisiones	(250)	(238)	(247)
Inversiones financieras temporales	2.205	2.139	1.987
Cartera de valores a largo plazo	310	194	125
Créditos a empresas puestas en equivalencia	142	15	251
Otros créditos	1.774	1.940	1.620
Provisiones	(21)	(10)	(9)
Tesorería	304	183	201
Ajustes por periodificación	42	46	60
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>48.031</b>	<b>46.047</b>	<b>48.176</b>
	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Fondos propios</b>	<b>9.477</b>	<b>8.801</b>	<b>8.043</b>
Capital suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de emisión	1.376	1.376	1.376
Reserva de revalorización	1.714	1.714	1.719
Otras reservas de la sociedad dominante	3.462	3.309	3.642
Reservas distribuíbles	3.008	2.831	3.086
Reservas no distribuíbles	454	478	556
Reservas en sociedades consolidadas por integración global o proporcional	3.492	3.062	2.207
Reservas en sociedades puestas en equivalencia	75	69	64
Diferencias de conversión	(3.004)	(3.032)	(3.226)
Pérdidas y ganancias atribuibles a la sociedad dominante	1.379	1.312	1.270
Pérdidas y ganancias consolidadas	1.833	1.877	1.134
Pérdidas y ganancias atribuibles a socios externos	(454)	(565)	136
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(288)	(280)	(280)
<b>Socios externos</b>	<b>5.711</b>	<b>4.945</b>	<b>3.175</b>
<b>Diferencia negativa de consolidación</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>13</b>
<b>Ingresos al distribuir en varios ejercicios</b>	<b>2.149</b>	<b>1.512</b>	<b>1.356</b>
Subvenciones en capital	1.217	1.029	927
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	932	483	429
<b>Provisiones para riesgos y gastos</b>	<b>4.369</b>	<b>4.502</b>	<b>4.221</b>
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	308	311	332
Otras provisiones	4.061	4.191	3.889
<b>Acreeedores a largo plazo</b>	<b>17.558</b>	<b>17.582</b>	<b>19.786</b>
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	9.582	9.568	10.213
Deudas con entidades de crédito	5.071	4.254	6.645
Otros acreedores	2.903	3.750	2.921
Desembolsos pendientes sobre acciones	2	10	7
<b>Acreeedores a corto plazo</b>	<b>8.755</b>	<b>8.692</b>	<b>11.582</b>
Emisiones de obligaciones y otros valores negociables	2.628	2.664	4.099
Deudas con entidades de crédito	1.025	1.763	2.989
Deudas con sociedades puestas en equivalencia	24	18	9
Acreeedores comerciales	2.970	2.385	2.573
Otras deudas no comerciales	2.077	1.840	1.874
Provisiones para operaciones de tráfico	13	13	18
Ajustes por periodificación	18	9	20
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>48.031</b>	<b>46.047</b>	<b>48.176</b>

### Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada

A continuación se detallan las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA, correspondientes a los ejercicios económicos 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
<b>Ingresos de explotación</b>	<b>18.065</b>	<b>16.644</b>	<b>17.238</b>
Importe neto de la cifra de negocios	17.642	16.239	16.739
Ventas	16.978	15.750	16.197
Prestaciones de servicios	462	362	452
Retribución fija por transición a la competencia	202	127	90
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	199	161	320
Otros ingresos de explotación	224	244	179
<b>Gastos de explotación</b>	<b>14.823</b>	<b>13.500</b>	<b>13.656</b>
Aprovisionamientos	10.214	9.309	9.425
Compras de energía eléctrica	6.095	6.085	6.221
Consumos de materias primas y otros aprovisionamientos	3.069	2.409	2.461
Gastos de transporte de energía y otros gastos externos	1.050	815	743
Gastos de personal	1.288	1.186	1.251
Sueldos, salarios y asimilados	1.012	906	951
Cargas sociales	276	280	300
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	1.643	1.606	1.696
Variación de las provisiones de tráfico	52	57	2
Otros gastos de explotación	1.626	1.342	1.282
<b>Beneficios (pérdidas) de explotación</b>	<b>3.242</b>	<b>3.144</b>	<b>3.582</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>492</b>	<b>915</b>	<b>651</b>
Ingresos por participaciones en capital	16	11	26
Otros ingresos financieros	370	360	397
Diferencias positivas de cambio	106	544	228
<b>Gastos financieros</b>	<b>1.419</b>	<b>1.650</b>	<b>2.285</b>
Gastos financieros	1.317	1.484	1.499
Variación de las provisiones de inversiones financieras	4	5	9
Diferencias negativas de cambio	98	161	777
<b>Resultados financieros positivos (negativos)</b>	<b>(927)</b>	<b>(735)</b>	<b>(1.634)</b>
Participación en beneficios de sociedades puestas en equivalencia	91	84	134
Participación en pérdidas de sociedades puestas en equivalencia	(7)	(54)	(227)
Amortización del fondo de comercio de consolidación	(312)	(289)	(355)
<b>Beneficios (pérdidas) de las actividades ordinarias</b>	<b>2.087</b>	<b>2.150</b>	<b>1.500</b>
<b>Ingresos extraordinarios</b>	<b>818</b>	<b>1.199</b>	<b>1.745</b>
Beneficios procedentes del inmovilizado	48	728	69
Beneficios por enajenación de participaciones en sociedades consolidadas por integración global o proporcional	21	55	1.066
Beneficios por enajenación de participaciones puestas en equivalencia	102	47	19
Subvenciones en capital transferidas al resultado del ejercicio	44	46	25
Ingresos o beneficios extraordinarios	603	323	566
<b>Gastos extraordinarios</b>	<b>672</b>	<b>922</b>	<b>1.674</b>
Pérdidas procedentes del inmovilizado	33	35	26
Variación de provisiones de inmovilizado material e inmaterial	(1)	8	143
Pérdidas por enajenación de participaciones puestas en equivalencia	4	8	-
Gastos y pérdidas extraordinarios	636	871	1.505
<b>Resultados extraordinarios positivos (negativos)</b>	<b>146</b>	<b>277</b>	<b>71</b>
<b>Beneficios (pérdidas) consolidados antes de impuestos</b>	<b>2.233</b>	<b>2.427</b>	<b>1.571</b>
Impuesto sobre beneficios	400	550	437
<b>Resultado consolidado del ejercicio. Beneficio (pérdida)</b>	<b>1.833</b>	<b>1.877</b>	<b>1.134</b>
Resultado atribuido a la minoría. Beneficio (pérdida)	454	565	(136)
<b>Resultado del ejercicio atribuido a la sociedad dominante. Beneficio (pérdida)</b>	<b>1.379</b>	<b>1.312</b>	<b>1.270</b>
<b>Beneficio neto por acción (en euros)</b>	<b>1,30</b>	<b>1,24</b>	<b>1,20</b>

## Neto Patrimonial

A continuación se recoge la composición de los fondos propios del Grupo ENDESA al 31 de diciembre de 2004, y su evolución en el ejercicio 2004 (cifras en millones de euros):

	Capital Suscrito	Prima Emisión	Reserva Reval.	Reserva Distrib.	Reserva No Dist.	Reserva Acc.Pr.	Reserva Soc.Int. Glob.Prop.	Reserva Soc. P.Equiv.	Diferencia Conv.	Beneficio Ejercicio	Dividendo A Cuenta	TOTAL
Saldo al 31 de diciembre de 2003	1.271	1.376	1.714	2.831	461	17	3.062	69	(3.032)	1.312	(280)	8.801
Distribución resultados												
Dividendo a cuenta										(280)	280	
Dividendo complementario										(464)		(464)
Trasposos				24	(7)	(17)						
Provisiones acciones propias				11								11
Diferencias de conversión									28			28
Otros				4			6					10
Beneficio del ejercicio 2004										1.379		1.379
Dividendo a cuenta ejercicio 2004											(288)	(288)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2004</b>	<b>1.271</b>	<b>1.376</b>	<b>1.714</b>	<b>3.008</b>	<b>454</b>		<b>3.492</b>	<b>75</b>	<b>(3.004)</b>	<b>1.379</b>	<b>(288)</b>	<b>9.477</b>

En relación con los fondos propios del Grupo ENDESA incluidos en el cuadro anterior, se hace constar que las principales variaciones producidas durante los ejercicios 2003 a 2004 son (i) la relativa a los resultados obtenidos en tales ejercicios, (ii) diferencias de conversión, (iii) acciones propias y (iv) variación patrimonial derivada de la suscripción por terceros de la ampliación de capital en Auna.



## Estados de Flujos de Efectivo

A continuación se recoge un cuadro comparativo de los Flujos de Caja de ENDESA de los ejercicios económicos 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
Resultado neto	1.379	1.312	1.270
Dotación Amortizaciones y Provisiones	2.174	2.631	3.320
Resultados venta de activos	(150)	(799)	(1.123)
Impuesto de sociedades	222	463	440
Otros	247	208	378
Pago de provisiones	(454)	(414)	(640)
Variación en activo/pasivo corriente operativo	330	321	(154)
<b>Flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de explotación</b>	<b>3.748</b>	<b>3.722</b>	<b>3.491</b>
Adquisiciones de activos fijos materiales e inmateriales	(2.262)	(2.182)	(2.372)
Enajenaciones de activos fijos materiales e inmateriales	407	1.825	2.499
Adquisiciones de otras inversiones	(430)	(468)	(1.234)
Cancelación anticipada o traspaso a corto de inmovilizado financiero	274	711	399
Subvenciones y otros ingresos diferidos	159	295	309
Otros	6	(103)	(225)
<b>Flujos netos de efectivo empleados en las actividades de inversión</b>	<b>(1.836)</b>	<b>78</b>	<b>(624)</b>
Disposiciones de deuda financiera a largo plazo	1.363	6.414	3.287
Amortizaciones de deuda financiera a largo plazo	(455)	(8.872)	(6.095)
Flujo neto de deuda financiera con vencimiento a corto plazo	(1.720)	(2.606)	1.842
Pagos de dividendos	(935)	(866)	(839)
Aportaciones de accionistas minoritarios	-	2.153	-
Otros	44	111	73
<b>Flujos netos de efectivo de la actividad de financiación</b>	<b>(1.703)</b>	<b>(3.666)</b>	<b>(1.732)</b>
<b>Flujos netos totales</b>	<b>209</b>	<b>134</b>	<b>1.135</b>
Variación del tipo de cambio en el efectivo y otros medios líquidos	(22)	-	-
<b>Efectivo y otros medios líquidos iniciales</b>	<b>2.322</b>	<b>2.188</b>	<b>1.053</b>
<b>Efectivo y otros medios líquidos finales</b>	<b>2.509</b>	<b>2.322</b>	<b>2.188</b>

El estado de flujos de efectivo del Grupo ENDESA correspondiente a los ejercicios 2004, 2003 y 2002 no ha sido auditado.

### Políticas Contables

Véase Informe Anual 2004. Documentación Legal. Memoria ENDESA, S.A. y Sociedades Filiales. Memoria Consolidada correspondiente al ejercicio 2004. Apartado 3: Bases de Presentación y Principios de Consolidación. Apartado 4: Normas de Valoración.

### 20.2. Información financiera proforma.

**En el caso de un cambio bruto significativo, una descripción de cómo la operación podría haber afectado a los activos y pasivos y las ganancias del emisor, en caso de que se hubiera emprendido al inicio del período objeto de la información o en la fecha especificada.**

**Normalmente, este requisito se satisfará mediante la inclusión de información financiera pro-forma.**

**Esta información financiera pro-forma debe presentarse tal como prevé el anexo II e incluir la información indicada en el mismo.**

**La información financiera pro-forma debe ir acompañada de un informe elaborado por contables o auditores independientes.**

No aplicable.

### 20.3. Estados financieros.

**Si el emisor prepara estados financieros anuales consolidados y también propios, el documento de registro deberá incluir por lo menos los estados financieros anuales consolidados.**

**Balance de Situación Individual**

A continuación se recoge un cuadro comparativo de los Balances de ENDESA, S.A. correspondientes a los ejercicios económicos 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
<b>ACTIVO</b>			
<b>Inmovilizado</b>	<b>21.485</b>	<b>21.262</b>	<b>22.567</b>
Gastos de establecimiento	0	0	1
Inmovilizado inmaterial	26	21	22
Concesiones, patentes, licencias, marcas y similares	12	12	12
Aplicaciones informáticas	33	22	17
Amortizaciones	(19)	(13)	(7)
Inmovilizado material	11	12	154
Terrenos y construcciones	5	5	10
Otras instalaciones, maquinaria, utillaje, mobiliario y otros inmovilizado	14	14	8
Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	0	0	145
Otras amortizaciones	(8)	(7)	(9)
Inmovilizaciones financieras	21.448	21.212	22.308
Participaciones en empresas del grupo	22.040	22.040	22.046
Créditos a empresas del grupo	3	3	3
Participaciones en empresas asociadas	9	9	628
Cartera de valores a largo plazo	3	2	2
Otros créditos	37	30	616
Depósitos y fianzas constituidos a largo plazo	116	124	132
Provisiones	(1.532)	(1.950)	(2.236)
Administración Públicas a largo plazo	772	954	1.117
Acciones propias	-	17	82
Acciones propias	-	28	143
Provisiones	-	(11)	(61)
<b>Gastos a distribuir en varios ejercicios</b>	<b>610</b>	<b>641</b>	<b>663</b>
Gastos por intereses diferidos y de formalización de deudas	28	37	21
Gastos diferidos por transición a la competencia	582	604	612
Diferencias negativas de cambio	0	0	30
<b>Activo circulante</b>	<b>766</b>	<b>1.157</b>	<b>1.893</b>
Deudores	200	360	413
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	-	7	11
Empresas del grupo, deudores	23	6	53
Deudores varios	27	116	13
Personal	-	1	2
Administraciones Públicas	150	230	334
Inversiones financieras temporales	504	791	1.465
Créditos a empresas del grupo	503	790	1.349
Participaciones en empresas asociadas	0	0	18
Créditos a empresas asociadas	1	1	8
Cartera de valores a corto plazo	1	1	1
Otros créditos	0	0	89
Provisiones	(1)	(1)	0
Tesorería	55	3	0
Ajustes por periodificación	7	3	15
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>22.861</b>	<b>23.060</b>	<b>25.123</b>

	2004	2003	2002
<b>PASIVO</b>			
<b>Fondos propios</b>	<b>8.376</b>	<b>8.272</b>	<b>8.090</b>
Capital suscrito	1.271	1.271	1.271
Prima de emisión	1.376	1.376	1.376
Reservas de revalorización	1.714	1.714	1.719
Reservas	3.309	3.298	3.273
Reserva legal	285	285	285
Reserva para acciones propias	0	17	82
Otras reservas	3.022	2.994	2.904
Diferencias por ajuste del capital a euros	2	2	2
Resultado de ejercicios anteriores	153	11	369
Remanente	153	11	369
Pérdidas y ganancias (beneficio)	841	882	362
Dividendo a cuenta entregado en el ejercicio	(288)	(280)	(280)
<b>Ingresos al distribuir en varios ejercicios</b>	<b>15</b>	<b>22</b>	<b>11</b>
Diferencias positivas de cambio	15	22	4
Otros ingresos a distribuir en varios ejercicios	0	0	7
<b>Provisiones para riesgos y gastos</b>	<b>396</b>	<b>379</b>	<b>290</b>
Otras provisiones	396	379	290
<b>Acreeedores a largo plazo</b>	<b>11.231</b>	<b>11.506</b>	<b>12.657</b>
Emissiones de obligaciones y otros valores negociables	542	542	1.292
Obligaciones no convertibles	500	500	1.250
Otras deudas representadas en valores negociables	42	42	42
Deudas con entidades de crédito	2.338	1.534	3.120
Deudas con empresas del grupo y asociadas	8.323	9.398	8.104
Deudas con empresas del grupo	8.323	9.398	8.104
Otros acreedores	28	32	141
Otras deudas	0	3	6
Administraciones Públicas a largo plazo	28	29	135
<b>Acreeedores a corto plazo</b>	<b>2.843</b>	<b>2.881</b>	<b>4.075</b>
Emissiones de obligaciones y otros valores convertibles	464	1.024	704
Obligaciones no convertibles	0	750	180
Otras deudas representadas en valores negociables	446	250	498
Intereses de obligaciones y otros valores	18	24	26
Deudas con entidades de crédito	99	128	85
Préstamos y otras deudas	77	102	65
Deudas por intereses	22	26	20
Deudas con empresas del grupo y asociadas a corto plazo	1.874	1.327	2.809
Deudas con empresas del grupo	1.874	1.327	2.809
Acreeedores comerciales	38	35	46
Deudas por compras o prestaciones de servicios	38	35	46
Otras deudas no comerciales	365	363	427
Administraciones Públicas	29	41	52
Otras deudas	327	314	359
Remuneraciones pendientes de pago	9	8	16
Provisiones para operaciones de tráfico	3	4	4
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>22.861</b>	<b>23.060</b>	<b>25.123</b>

### Cuenta de Resultados Individual

A continuación se recoge un cuadro comparativo de la Cuenta de Pérdidas y Ganancias de ENDESA, S.A. de los ejercicios económicos 2002, 2003 y 2004 (cifras en millones de euros):

	2004	2003	2002
<b>GASTOS</b>			
Aprovisionamientos	10	121	125
Consumos de energía	10	118	125
Otros gastos externos	0	3	0
Gastos de personal	82	75	79
Sueldos, salarios y asimilados	56	48	57
Cargas sociales	26	27	22
Dotaciones para amortizaciones de inmovilizado	30	16	46
Otros gastos de explotación	99	103	101
Servicios exteriores	83	89	75
Tributos	(3)	0	0
Otros gastos de gestión corriente	19	14	26
<b>Beneficios de explotación</b>	<b>19</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Gastos financieros y gastos asimilados	605	595	646
Por deudas con empresas del grupo	354	275	402
Por deudas con terceros y gastos asimilados	251	320	243
Pérdidas de inversiones financieras	0	0	1
Variación de provisiones de inversiones financieras	2	0	0
Diferencias negativas de cambio	1	6	7
<b>Resultados financieros positivos</b>	<b>357</b>	<b>476</b>	<b>1.968</b>
<b>Beneficio de las actividades ordinarias</b>	<b>376</b>	<b>474</b>	<b>1.933</b>
Variación de provisiones de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	(420)	(191)	1.955
Pérdidas procedentes de inmovilizado inmaterial, material y cartera de control	0	8	0
Gastos extraordinarios	72	125	14
Gastos y pérdidas de otros ejercicios	2	21	34
Resultados extraordinarios positivos	407	337	0
Beneficio antes de impuestos	783	811	68
Impuesto sobre sociedades	(58)	(71)	(294)
<b>Resultado del ejercicio (beneficios)</b>	<b>841</b>	<b>882</b>	<b>362</b>

	2004	2003	2002
<b>INGRESOS</b>			
<b>Importe neto de la cifra de negocios</b>	<b>231</b>	<b>304</b>	<b>284</b>
Ventas	10	118	124
Prestaciones de servicios	155	125	111
Retribución fija por transición a la competencia	66	61	49
CTC tecnológicos	66	61	49
Trabajos efectuados por la empresa para el inmovilizado	0	0	2
Otros ingresos de explotación	9	9	30
Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	9	7	28
Subvenciones	0	2	2
<b>Pérdidas de explotación</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>35</b>
Ingresos de participaciones en capital	929	1.011	2.546
De empresas del grupo	927	1.009	2.534
De empresas asociadas	2	2	12
Ingresos de otros valores negociables y de créditos del activo inmovilizado	2	2	2
De empresas asociadas	1	1	0
De empresas fuera del grupo	1	1	2
Otros intereses e ingresos asimilados	22	35	20
De empresas del grupo	3	0	0
Otros intereses	19	35	20
Diferencias positivas de cambio	12	29	53
<b>Resultados financieros negativos</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Pérdidas de las actividades ordinarias</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Beneficio en enajenación del inmovilizado	0	206	0
Beneficios por operaciones con acciones y obligaciones propias	16	14	7
Ingresos extraordinarios	42	55	33
Ingresos y beneficios de otros ejercicios	3	25	98
<b>Resultados extraordinarios negativos</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.865</b>
<b>Pérdidas antes de impuestos</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Resultado del ejercicio (pérdidas)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

#### 20.4. Auditoría de la información financiera histórica anual

**20.4.1. Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica. Si los informes de auditoría sobre la información financiera histórica han sido rechazados por los auditores legales o si contienen cualificaciones o negaciones, se reproducirán íntegramente el rechazo o las cualificaciones o negaciones, explicando los motivos.**

Según se describe en el Apartado 2.1., Deloitte & Touche España, S.L. ha auditado las cuentas anuales correspondientes a los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2002, 2003 y 2004. Los informes de auditoría correspondientes a dichos ejercicios contienen todos ellos una opinión favorable y sin salvedades.

**20.4.2. Una indicación de otra información en el documento de registro que haya sido auditada por los auditores.**

No existe otra información en el Documento de Registro de Acciones que haya sido auditada.

**20.4.3. Cuando los datos financieros del documento de registro no se hayan extraído de los estados financieros auditados del emisor, éste debe declarar la fuente de los datos y declarar que los datos no han sido auditados.**

Con excepción de los datos relativos al primer trimestre de 2005 (que no se encuentran auditados y que han sido preparados por la Sociedad) y aquellos en los que se indica la fuente, los datos financieros incluidos en este Documento de Registro de Acciones se han extraído de las cuentas anuales auditadas de ENDESA.

#### 20.5. Edad de la información financiera más reciente.

**20.5.1. El último año de información financiera auditada no puede preceder en más de:**

- 18 meses a la fecha del documento de registro si el emisor incluye en dicho documento estados financieros intermedios auditados:**
- 15 meses a la fecha del documento de registro si en dicho documento el emisor incluye estados financieros intermedios no auditados.**

#### 20.6. Información intermedia y demás información financiera.

**20.6.1. Si el emisor ha venido publicando información financiera trimestral o semestral desde la fecha de sus últimos estados financieros auditados, éstos deben incluirse en el**

**documento de registro. Si la información financiera trimestral o semestral ha sido revisada o auditada, debe también incluirse el informe de auditoría o de revisión. Si la información financiera trimestral o semestral no ha sido auditada o no se ha revisado, debe declararse este extremo.**

La información correspondiente al presente Apartado no ha sido auditada.

### Proceso de aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera

De acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo del 19 de julio de 2002, el Grupo está obligado a presentar sus cuentas consolidadas a partir del ejercicio 2005 de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) que han sido adoptadas por la Unión Europea.

De acuerdo con la NIIF I, que establece las normas para la adopción por primera vez de las NIIF, los estados financieros consolidados que presente el Grupo en el ejercicio 2005 preparados de acuerdo con las NIIF, deberán incorporar a efectos comparativos, los correspondientes al ejercicio 2004 preparados con los mismos criterios aplicados en el ejercicio 2005. Ello requiere la preparación de un balance de apertura con criterios de las NIIF al 1 de enero de 2004, que es la fecha de transición a estas normas, y la conversión de los estados financieros consolidados del ejercicio 2004 incluidos en estas Cuentas Anuales a los criterios de las NIIF en vigor al 31 de diciembre de 2005.

A tal efecto, con fecha 5 de abril de 2005 ENDESA publicó la adaptación de los estados financieros del ejercicio 2004 a las NIIF, si bien es de resaltar las siguientes consideraciones generales:

- Los balances y cuentas de resultados del ejercicio 2004 elaborados con los criterios de valoración y clasificación de las NIIF son estados proforma que servirán únicamente como comparación de los de 2005.
- De acuerdo con la posibilidad establecida en la NIIF I, no se aplican las NIC 32 y 39 (Instrumentos Financieros), que se aplicarán por primera vez en 2005.

Los principales impactos que se derivan de la adaptación de los estados financieros del ejercicio a las NIIF son los que figuran a continuación (cifras en millones de euros):

Concepto	PGC	NIIF	Impacto
Patrimonio Neto	9.477	12.498	El aumento del patrimonio neto es consecuencia de la incorporación del saldo de accionistas minoritarios al mismo
Resultado Neto	1.379	1.253	La disminución del resultado en NIIF corresponde al Negocio de Latinoamérica y es debido al efecto de la reversión de la provisión de Argentina, que no es un efecto recurrente. El Negocio de España y Portugal y el Negocio de Europa mejoran el resultado con NIIF respecto del PGC.
Ingresos	17.866	13.776	La disminución de los ingresos se debe al neteo que realiza en NIIF de las compras de energía de la distribución con las ventas, dada la repercusión automática que se realiza de este coste. Asimismo, se eliminan las ventas de la generación y las compras de la comercialización realizadas en el "pool" en la medida en que coinciden en los mismos tramos horarios. La disminución de ingresos no tiene efecto en el patrimonio neto.
EBITDA	4.885	4.521	La disminución del EBITDA y del EBIT se debe prácticamente en su totalidad a la reclasificación de resultados extraordinarios al desaparecer éstos bajo NIIF. Por tanto, dicha reducción no tiene efecto en el resultado neto
EBIT	3.242	2.846	
Deuda neta	16.505	18.698	El endeudamiento neto aumenta en 2.193 millones de euros, fundamentalmente por la consideración de las participaciones preferentes como deuda.

El cuadro que figura a continuación refleja la conciliación del resultado y patrimonio neto conforme a criterios contables españoles y NIIF (cifras en millones de euros):

	Resultados	Capital, Reservas y Diferencias de Conversión	Accionistas Minoritarios	Total Patrimonio Neto
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2004 con PGC</b>	<b>1.379</b>	<b>8.098</b>	<b>(*)</b>	<b>9.477</b>
Incorporación de los accionistas minoritarios	-	-	5.711	5.711
Registro del fondo de comercio en moneda local	-	(263)	(51)	(314)
Cancelación de gastos a distribuir	23	(247)	(9)	(233)
Amortización de fondo de comercio	215	-	52	267
Ajuste de puesta en equivalencia	(26)	(189)	-	(215)
Ajuste por inflación (corrección monetaria)	(138)	-	(191)	(329)
Provisión por desmantelamiento de activos	3	(134)	-	(131)
Diferencias temporales fiscales	-	(35)	(93)	(128)
Provisión grandes reparaciones	(15)	39	-	24
Diferencias de cambio positivas	(35)	46	-	11
Ajustes de otras provisiones a criterios NIIF	(157)	178	(10)	11
Otros ajustes	4	(18)	(4)	(18)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2004 con NIIF</b>	<b>1.253</b>	<b>7.475</b>	<b>5.405</b>	<b>14.133</b>
Participaciones preferentes	-	-	(1.500)	(1.500)
Valoración de derivados	-	(137)	(7)	(144)
Efecto en sociedades puesta en equivalencia	-	(18)	-	(18)
Valor de Bolsa de participaciones cotizadas	-	27	-	27
<b>Saldo al 1 de enero de 2005 con NIIF</b>	<b>1.253</b>	<b>7.347</b>	<b>3.898</b>	<b>12.498</b>

(\*) Con criterios contables españoles el saldo de Accionistas Minoritarios no se considera Patrimonio Neto.

Los principales ajustes realizados sobre los estados financieros consolidados del ejercicio 2004 son los que se detallan a continuación:

### **Incorporación de los accionistas minoritarios**

Bajo criterios contables españoles, el patrimonio neto lo constituyen únicamente los fondos correspondientes a los accionistas de la sociedad dominante, sin embargo, en NIIF, el patrimonio neto lo constituyen tanto los fondos correspondientes a los accionistas de la sociedad dominante como a los accionistas minoritarios. Por lo tanto, el saldo de accionistas minoritarios recogido en el balance de situación consolidado de ENDESA al 31 de diciembre de 2004, elaborado con criterios españoles se incorporan al patrimonio neto del balance de situación elaborado con NIIF.

### **Registro del fondo de comercio en moneda local**

En criterios contables españoles, el fondo de comercio se considera un activo de la sociedad adquirente y por tanto, se registra en la moneda funcional de esta sociedad. Sin embargo, en NIIF el fondo de comercio se considera un activo de la sociedad adquirida.

De acuerdo con estos criterios, ENDESA tenía una parte de los fondos de comercio surgidos en la adquisición de sociedades latinoamericanas registrados en euros, sin embargo, de acuerdo a NIIF estos fondos de comercio deben registrarse en moneda local. Desde la adquisición de estas sociedades, las monedas locales se han devaluado con el euro por lo que el valor de estos fondos de comercio es menor en NIIF que en criterios contables españoles.

### **Cancelación de gastos a distribuir en varios ejercicios**

En criterios contables españoles es posible, en determinadas circunstancias, registrar en el activo gastos como gastos a distribuir en varios ejercicios, sin embargo en NIIF, está terminantemente prohibido este tipo de activación de gastos. Por lo tanto, para convertir los estados financieros consolidados de ENDESA en criterios contables españoles, a los criterios contables NIIF ha sido necesario cancelar estos gastos activados que corresponden fundamentalmente a gastos de reestructuración de plantilla a recuperar con CTC'S. Por otra parte, los gastos de formalización de deuda activados se han deducido del importe del pasivo por dicha deuda.

### **Amortización del fondo de comercio**

En criterios contables españoles, el fondo de comercio debe amortizarse de forma sistemática en un periodo máximo de 20 años. ENDESA venía amortizando en criterios contables españoles los fondos de comercio a 20 años, al considerar este periodo como el medio de recuperación de estos fondos de comercio.

En NIIF no se considera que exista una depreciación sistemática del fondo de comercio por lo que no hay que amortizarlos, siendo necesario únicamente realizar periódicamente un análisis de la recuperabilidad del mismo, análisis que ya se realizaba en criterios contables españoles. Por lo tanto, la amortización del fondo de comercio realizada en el ejercicio 2004 ha sido eliminada al elaborar la cuenta de resultados con NIIF.

### **Ajuste de puesta en equivalencia**

Bajo criterios contables españoles, se presume la existencia de influencia significativa cuando se posee un 3% o porcentaje superior de una sociedad cotizada en bolsa. Por lo tanto, estas sociedades se pueden valorar por el método de puesta en equivalencia. Sin embargo con los criterios de las NIIF, para realizar la puesta en equivalencia es necesario demostrar la influencia significativa y ésta se presume cuando se posee una participación superior al 20%.

Además de por el cambio de sociedades afectadas, la diferencia de la valoración de las participadas contabilizadas por puesta en equivalencia se ha producido principalmente por la repercusión de los ajustes que estas empresas han tenido entre los criterios contables españoles y las NIIF.

### **Ajuste por inflación**

En criterios contables españoles, se permitía mantener el ajuste por inflación en aquellas sociedades consolidadas en las que la normativa contable del país en que desarrollan su actividad aceptase realizar este ajuste.

En NIIF para poder realizar el ajuste por inflación es necesario que el país en que la sociedad desarrolla su actividad sea un país hiperinflacionario, de acuerdo con los requisitos establecidos por las NIIF para que un país tenga esta calificación.

Del análisis realizado se desprende que ninguno de los países en los que ENDESA vería realizado ajuste por inflación, Chile, Colombia y Perú, reúne los requisitos para calificarlos como hiperinflacionarios, por lo tanto se ha retrocedido el ajuste por inflación realizado en 2004 en criterios contables españoles al convertir los estados financieros a NIIF.

### **Provisión por desmantelamiento de activos**

En aquellos casos en que se prevé que al final de la vida útil de un activo sea necesario incurrir en gastos en el desmantelamiento de los mismos, las NIIF obligan a realizar una estimación de los mismos, incrementar el valor de los activos por el valor actualizado de esos gastos y dotar la correspondiente previsión. Al incorporarse esta estimación de gastos al valor del inmovilizado se amortiza en la vida útil del activo. ENDESA ha realizado estos cálculos para reconstruir el coste y la amortización de los activos desde el inicio de su explotación, realizando el ajuste correspondiente en la conversión de estados financieros con criterios contables españoles a NIIF.

### **Diferencias temporales fiscales**

Tanto en criterios contables españoles como en NIIF es necesario registrar impuestos diferidos de activo o pasivo por la diferencia entre el devengo fiscal y contable de dichos impuestos.

Con criterios contables españoles para registrar estos impuestos diferidos tiene que haberse producido una diferencia temporal entre el registro contable y la declaración fiscal. Sin embargo, en NIIF se sigue un criterio de "balance" de forma que cualquier diferencia entre el valor contable y el fiscal de un activo o un pasivo supone la existencia de un impuesto diferido que debe registrarse. En la conversión de los estados financieros de ENDESA a NIIF se han introducido los ajustes necesarios para adaptarse a este criterio.

### **Provisión de grandes reparaciones**

Con criterios contables españoles, el mantenimiento periódico programado de las centrales de generación eléctrica debe irse provisionando de forma que cuando se produzcan las revisiones, el coste de las mismas ya esté imputado en resultados y provisionado. En NIIF no es posible realizar esta provisión al no estar permitido anticipar gastos y registrar pasivos futuros, por lo que los costes se imputan en el ejercicio en que se incurren. Por lo tanto, en la conversión a NIIF de los estados financieros consolidados elaborados con criterios contables españoles han sido eliminadas estas provisiones.

### **Diferencias de cambio positivas**

Con criterios contables españoles, las diferencias de cambio positivas sólo pueden imputarse a resultados cuando se han realizado, registrándose como ingresos diferidos en el pasivo del balance de situación hasta ese momento.

Con NIIF las diferencias de cambio tanto negativas como positivas, se imputan a resultados según se van devengando. Por lo tanto, al convertir los estados financieros con criterios españoles a NIIF se ha eliminado el pasivo registrado por las diferencias de cambio positivas no realizadas.

### **Ajuste de otras provisiones**

En los criterios contables españoles, el principio de prudencia prevalece sobre el resto, lo cual permite dotar provisiones siguiendo el criterio de prudencia aunque la probabilidad de que ocurra el riesgo sea inferior al 50% o para cubrir incertidumbres existentes.

En NIIF para dotar una provisión es necesario que la probabilidad de que el riesgo se materialice sea superior al 50% y que sea posible realizar una cuantificación razonable del riesgo.

En función de estas diferencias, algunas de las provisiones que ENDESA tenía dotadas en el balance de situación al 31 de diciembre de 2003 con criterios españoles no eran aceptables con NIIF. Entre ellas destaca la provisión para cubrir la totalidad del riesgo por inversión y préstamos tanto directos como indirectos en sociedades argentinas. Al haber revertido algunas de estas provisiones en 2004, el ingreso registrado en criterios contables españoles en 2004 por la revisión de la provisión, no ha sido ingreso en NIIF ya que la provisión no existía.

### **Eliminación de resultados extraordinarios**

En la cuenta de resultados con NIIF no existen los resultados extraordinarios por lo que los importes registrados en este epígrafe en la cuenta de resultados con criterios contables españoles han sido reclasificados a otros epígrafes de acuerdo con su naturaleza.

Este aporte no tiene impacto en el resultado neto aunque sí afecta a los distintos márgenes de la cuenta de resultados.

### **Neteo de ventas y compras de energía**

En NIIF el ingreso de la actividad de distribución de electricidad en España se registra únicamente por el margen regulado reconocido a esta actividad ya que el resto del ingreso contabilizado en criterios contables españoles responde a una repercusión automática de determinados costes de la empresa distribuidora, principalmente las compras de electricidad.

Por otra parte, las ventas al mercado mayorista de la generadora del Grupo en España que coincide en tramo horario y por tanto en precio, con las compras que realiza en ese mismo mercado la comercializadora del Grupo, se eliminan en NIIF no apareciendo ni el ingreso ni el gasto.

Con criterios contables españoles basándose en las transacciones formales existentes, se registra tanto el ingreso como el gasto.

El efecto de aplicar los neteos de estos ingresos y gastos registrados en criterios contables españoles, ha supuesto en 2004 unos menores ingresos en NIIF por importe de 4.228 millones



de euros, sin ningún impacto sobre el resultado neto, ni sobre los distintos márgenes de la cuenta de resultados.

El cuadro que figura a continuación refleja la conciliación de la deuda financiera conforme a criterios contables españoles y NIIF (cifras en millones de euros):

<b>Endeudamiento neto reportado al 31 de diciembre de 2004</b>	<b>16.505</b>
Obligaciones por planes de reequilibrio de fondos de pensiones registradas en PGC en otros Acreedores	532
Inversiones financieras a largo plazo deducidas del endeudamiento neto reportado al 31 de diciembre de 2004	156
Gastos de formalización de deuda pendiente de devengo	(91)
Arrendamientos operativos con PGC considerados financieros en NIIF	65
Otros efectos	(89)
<b>Deuda financiera neta en NIIF al 31 de diciembre de 2004</b>	<b>17.078</b>
Participaciones preferentes	1.409
Efecto del registro de derivados	211
<b>Deuda financiera neta en NIIF al 1 de enero de 2005</b>	<b>18.698</b>

Los principales ajustes realizados al inicio del ejercicio 2005 al aplicar las NIC 32 y 39 son los que exponen a continuación:

### Participaciones preferentes

Con criterios contables españoles, las participaciones preferentes al tratarse de acciones de filiales poseídas por terceros, se consideran intereses minoritarios. Sin embargo, en NIIF al tener derecho estas participaciones al cobro de un dividendo cuando ENDESA tenga beneficios consolidados y no tener por tanto capacidad para decidir si se paga dividendo a estas participaciones, las mismas tienen consideración de pasivo y se incluyen en la deuda financiera.

### Valoración de derivados

Con criterios contables españoles, si los derivados se consideran de cobertura no se valoran y el resultado que genera se imputa en la cuenta de resultados siguiendo el criterio de devengo. Si los derivados no son de cobertura, deben valorarse y registrarse una provisión si la valoración muestra la existencia de una pérdida, no realizándose ningún registro contable si muestra la existencia de un beneficio. Con NIIF existe en primer lugar una definición más estricta de las condiciones necesarias para que un derivado se considere de cobertura. Por otra parte, todos los derivados se registran por su valor de mercado, contabilizándose contra reservas o contra resultados según el tipo de derivado de que se trate.

### Valor en Bolsa de las sociedades cotizadas

De acuerdo a la NIC 32, las participaciones en sociedades cotizadas en Bolsa en las que no se tenga una influencia significativa deben registrarse por su valor de mercado. Con los criterios contables españoles estas participaciones se registran al menor del coste de adquisición o valor de mercado si la participación es inferior al 3% y mediante puesta en equivalencia si es igual o superior. Por lo tanto ENDESA en el inicio del ejercicio 2005, al comenzar a aplicar la NIC 32, ha modificado el valor de estas participaciones para registrar su valor de mercado.

### Evolución reciente del Emisor: Primer Trimestre de 2005

En el primer trimestre de 2005, ENDESA ha adoptado los criterios contables establecidos por las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF") para la elaboración de sus estados financieros. Para facilitar la comparación con los estados financieros del mismo período del ejercicio 2004, ENDESA ha realizado las modificaciones correspondientes en los mismos. De acuerdo con la posibilidad establecida en la NIIF I sobre "Adopción por primera vez de las NIIF" en las cuentas 2004 no se aplican las NIC 32 y 39 (Instrumentos Financieros) que se aplican por primera vez en 2005.

A continuación se presentan los estados económico-financieros consolidados de la sociedad a 31 de marzo de 2005 conforme a NIIF (cifras en millones de euros):

**Balance consolidado del Grupo ENDESA (Datos no auditados)**

	31.03.05	01.01.05	%Var.
<b>ACTIVO</b>			
<b>Inmovilizado</b>	<b>40.372</b>	<b>39.402</b>	<b>2,46</b>
Inmovilizado Material	29.099	28.947	0,53
Activo Intangible	709	323	119,5
Fondo de Comercio	3.544	3.556	(0,34)
Inversiones Financieras a Largo Plazo	1.869	1.337	39,79
Inversiones contabilizadas por el método de participación	2.127	2.173	(2,12)
Impuestos Diferidos	3.024	3.066	(1,37)
<b>Activo Circulante</b>	<b>8.587</b>	<b>7.783</b>	<b>10,33</b>
Existencias	732	777	(5,79)
Efectivo y otros medios equivalentes	2.715	2.178	24,66
Deudores y otros activos	5.140	4.828	6,46
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>48.959</b>	<b>47.185</b>	<b>3,76</b>
	<b>31.03.05</b>	<b>01.01.05</b>	<b>% Var.</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Patrimonio Neto</b>	<b>13.257</b>	<b>12.498</b>	<b>6,07</b>
De la sociedad dominante	9.202	8.600	7,00
De accionistas minoritarios	4.055	3.898	4,03
<b>Pasivo a largo plazo</b>	<b>28.396</b>	<b>28.038</b>	<b>1,28</b>
Ingresos Diferidos	1.819	1.535	18,50
Participaciones preferentes	1.410	1.409	0,07
Provisiones a largo plazo	4.354	4.394	(0,91)
Deuda Financiera a largo plazo	17.924	17.926	(0,01)
Otras cuentas a pagar a largo plazo	1.085	1.032	5,14
Impuestos Diferidos	1.804	1.742	3,56
<b>Pasivo a corto plazo</b>	<b>7.306</b>	<b>6.649</b>	<b>9,88</b>
Deuda Financiera	2.437	1.541	58,14
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar a C/P	4.869	5.108	(4,68)
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO</b>	<b>48.959</b>	<b>47.185</b>	<b>3,76</b>

**Cuenta de Resultados del Grupo ENDESA (Datos no auditados)**

	31.03.05	31.03.04	% Var.
		<b>Proforma</b>	
<b>INGRESOS</b>	<b>4.317</b>	<b>3.333</b>	<b>29,52</b>
Ventas	4.187	3.274	27,89
Otros Ingresos de explotación	130	59	120,34
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>	<b>2.162</b>	<b>1.388</b>	<b>55,76</b>
Compras de energía	893	560	59,46
Consumo de combustibles	832	524	58,78
Gastos de transporte	165	123	34,15
Otros aprovisionamientos variables y servicios	272	181	50,28
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>2.155</b>	<b>1.945</b>	<b>10,80</b>
Trabajos para el inmovilizado	33	35	(5,71)
Gastos de personal	323	274	17,88
Otros gastos fijos de explotación	379	315	20,32
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>1.486</b>	<b>1.391</b>	<b>6,83</b>
Amortizaciones	435	381	14,17
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION</b>	<b>1.051</b>	<b>1.010</b>	<b>4,06</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(221)</b>	<b>(270)</b>	<b>(18,25)</b>
Gasto financiero neto	(267)	(304)	(12,17)
Diferencias de cambio	46	34	35,29
Resultado de sociedades por el método de participación	17	18	(5,56)
Resultado de otras inversiones	5		N/A
Resultado en ventas de activos	116	13	792,31
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>968</b>	<b>771</b>	<b>25,55</b>
Impuestos sobre sociedades	265	209	26,79
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>703</b>	<b>562</b>	<b>25,09</b>
SOCIEDAD DOMINANTE	560	441	26,98
Accionistas minoritarios	143	121	18,18
<b>BENEFICIO NETO POR ACCIÓN (en euros)</b>	<b>0,53</b>	<b>0,42</b>	<b>26,98</b>

El beneficio neto de ENDESA ha ascendido a 560 millones de euros en el primer trimestre de 2005, con un crecimiento del 27% respecto del mismo período de 2004. El beneficio por acción ha sido de 0,53 euros, lo que supone un incremento de la misma proporción.

Todos los negocios eléctricos de la Compañía han registrado crecimientos considerables en el beneficio neto, destacando en especial los de Europa (+93,2%) y América Latina (+35,9%). La

distribución del mismo por negocios presenta una estructura cada vez más equilibrada, lo que confirma el sentido económico de la estrategia de diversificación geográfica desarrollada por ENDESA en los últimos años.

En el primer trimestre de 2005 los ingresos regulados no han sido suficientes para cubrir los costes del sistema, por lo que se ha generado un déficit estimado en 629 millones de euros. Según lo dispuesto en el Real Decreto Ley 5/ 2005 de 11 de marzo, ENDESA debe aportar el 44,16% del importe total de este déficit, es decir, 278 millones de euros.

De acuerdo con el criterio de los asesores jurídicos de ENDESA, y considerando tanto la naturaleza jurídica y los antecedentes de esta financiación, como los criterios jurisprudenciales, la Compañía tiene derecho a la completa recuperación de las cantidades abonadas, sin perjuicio de que sea necesario que el Gobierno establezca un procedimiento concreto para su devolución, tal y como ocurrió en el ejercicio 2002. Este criterio ha sido igualmente mantenido tanto por la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), como por todas las compañías eléctricas que forman parte de la misma.

Por ello, las cuentas de ENDESA del 31 de marzo de 2005 incluyen un activo de financiero de 278 millones de euros para recoger el derecho de recuperación de los importes aportados por este concepto. De no haberse considerado esta recuperación, el resultado neto total habría sido de 379 millones de euros, un 14,1% menor que el del primer trimestre de 2004, y el del negocio eléctrico de España y Portugal se habría situado en 199 millones de euros.

El Real Decreto 1432/2002 reconoció el derecho a recuperar linealmente, a lo largo del período 2003-2010, el importe del déficit de las actividades reguladas anterior a 2003, incluyendo los correspondientes intereses. De este modo, se reconocieron a las empresas eléctricas el derecho a recuperar los déficit surgidos en los ejercicios 2000 a 2002 inclusive, como consecuencia de la insuficiencia de los ingresos recaudados en dichos ejercicios a través de las tarifas y peajes del sistema para cubrir los costes de las actividades reguladas. En la asignación de dicho desajuste entre las empresas que contribuyeron al mismo, el importe atribuido a ENDESA ascendió a 658 millones de euros.

En base a ello, y hasta el año 2010 inclusive, se incluirá como coste en la tarifa la anualidad necesaria para recuperar linealmente tanto el valor actual neto del desajuste de ingresos de las actividades reguladas de los ejercicios 2000, 2001 y 2002, como de las revisiones de los costes extrapeninsulares de los ejercicios 2001 y 2002. A efectos de su liquidación y cobro, estas cuantías se asimilarán a un ingreso de las actividades reguladas, y se establecía expresamente que estos costes podrán ser objeto de titulización.

Al amparo de esta norma, en diciembre de 2003 ENDESA cedió la totalidad de los derechos restantes del déficit de ingresos de las actividades reguladas después del cobro de 48 millones de euros de principal realizados durante el ejercicio 2003, habiendo recibido por dicha cesión 599 millones de euros.

**20.6.2. Si la fecha del documento de registro es más de nueve meses posterior al fin del último ejercicio auditado, debería contener información financiera intermedia que abarque por lo menos los primeros seis meses del ejercicio y que puede no estar auditada (en cuyo caso debe declararse este extremo).**

**La información financiera intermedia debe incluir estados comparativos del mismo período del ejercicio anterior, salvo que el requisito de información comparativa del balance pueda satisfacerse presentando el balance final del año.**

No aplicable, pues la fecha del Documento de Registro de Acciones no es más de nueve meses posterior al fin del último ejercicio auditado.

**20.7. Política de dividendos.**

**Descripción de la política del emisor sobre el reparto de dividendos y cualquier restricción al respecto.**

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 y, en condiciones normales, el pay-out del ejercicio estará comprendido entre un 50%-60% del resultado consolidado. Sin embargo, esta política dependerá de la existencia de beneficio consolidado y de suficiente beneficio individual de la Sociedad, así como de las condiciones financieras y de otros factores.

#### **20.7.1. Importe de los Dividendos por Acción por cada ejercicio para el período cubierto por la información financiera histórica, ajustada si ha cambiado el número de acciones el emisor para que así sea comparable.**

El Consejo de Administración de la Sociedad, en su reunión del día 26 de octubre de 2004, aprobó la distribución de un dividendo a cuenta del ejercicio 2004 de 0,272 euros brutos por acción, que fue pagado el día 3 de enero de 2005.

Igualmente, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado día 27 de mayo de 2005 aprobó la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2004 de 0,4662 euros brutos por acción, y fecha de pago a partir del 1 de julio de 2005.

Teniendo en consideración ambos, el dividendo total del ejercicio 2004 ascendería a 0,7382 euros brutos por acción y la tasa de reparto de beneficios de ENDESA en el año 2004 se situaría en el 56,7%.

La siguiente tabla muestra algunos datos referidos a los dividendos y resultados de ENDESA en los ejercicios 2002, 2003 y 2004:

	2004	2003	2002
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 Consolidado (1)	1.379	1.312	1.270
Beneficio Neto Individual (1)	841	882	362
Dividendos Distribuidos (1)	782	744	723
Beneficio por Acción (Euros)	1,30	1,24	1,20
Dividendo por Acción (Euros)	0,7382	0,703	0,6825
Cotización cierre Ejercicio (Euros)	17,29	15,25	11,15
PER	13,27	12,30	9,30
Pay-Out Consolidado (%)	56,7	56,7	56,9
Pay-Out Individual (%)	93,0	84,4	199,7

(1) En millones de euros.

(2) Al cierre de cada ejercicio.

(3) Datos correspondientes a las cuentas consolidadas.

#### **20.8. Procedimientos judiciales y de arbitraje.**

**Información sobre cualquier procedimiento gubernamental, legal o de arbitraje (incluidos los procedimientos que estén pendientes o aquellos que el emisor tenga conocimiento que le afectan), durante un período que cubra por lo menos los 12 meses anteriores, que puedan tener o hayan tenido en el pasado reciente, efectos significativos en el emisor y/o la posición o rentabilidad financiera del grupo, o proporcionar la oportuna declaración negativa.**

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 2004 ENDESA tiene dotadas provisiones por importe de 4.369 millones de euros, de los que 2.316 millones de euros corresponden a la cobertura para hacer frente a las obligaciones futuras derivados de los planes de reestructuración de plantilla y 308 millones de euros a provisiones para pensiones. Del resto del saldo por importe de 1.745 millones de euros, 935 millones de euros corresponden a litigios pendientes de resolución y reclamaciones de terceros, y 228 millones de euros al importe estimado para hacer frente a responsabilidades probables o ciertas, nacidas de indemnizaciones u obligaciones pendientes y riesgos fiscales de cuantía indeterminada. Del importe restante, 330 millones de euros corresponden a la cobertura de gastos futuros derivados de reparaciones extraordinarias y de la reestructuración de instalaciones, y 252 millones de euros al pasivo devengado por los beneficios sociales del personal.

A 31 de diciembre de 2003, el balance de situación consolidado recogía una provisión de 181 millones de euros para cubrir el riesgo directo e indirecto por las inversiones realizadas y los préstamos concedidos a sociedades argentinas. En 2004 la situación económica y la moneda argentina se han estabilizado y alguna de las filiales argentinas del Grupo han podido acceder a los mercados de capitales locales para obtener financiación a largo plazo. Ante la normalización de la situación, los Administradores del Grupo han decidido revertir la totalidad de la provisión, ya que las valoraciones realizadas permiten concluir que el valor contable de los activos en Argentina es recuperable en su totalidad.

En el ejercicio 2002, EDF International interpuso demanda de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional contra ENDESA Internacional, Repsol YPF, S.A. e YPF S.A. en la que solicita se condene a la primera a que pague a EDF International, la suma de 256 millones de dólares más intereses y al Grupo Repsol YPF la suma de 69 millones de dólares más intereses. Esta demanda fue contestada por ENDESA Internacional, S.A., Repsol YPF, S.A. e YPF S.A. presentando asimismo demanda reconvenzional solicitando que EDF International pague a ENDESA Internacional la suma de 57,875 millones dólares y a YPF S.A. la suma de 13,85 millones de dólares. Este contencioso tiene su origen en la venta al grupo francés EDF de las participaciones de YPF, S.A. y ENDESA Internacional en las sociedades argentinas Easa y Edenor.

Existen cuatro denuncias a ENDESA Distribución Eléctrica por daños y perjuicios derivados de otros tantos incendios en varias zonas del territorio peninsular, variando la cuantía reclamada desde los 3,6 hasta los 31,3 millones de euros. Asimismo, en fecha 25 febrero 2002, 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, una sanción de 2,4 millones euros. Dicha resolución ha sido objeto de impugnación por la sociedad. A su vez, la Intervención General de la Administración del Estado ha informado negativamente sobre ciertas subvenciones recibidas por Empresa Carbonífera del Sur, lo que podría llegar a conllevar la incoación de un expediente de devolución de ayudas por un importe aproximado de 40 millones de euros.

Las sociedades del Grupo tienen abierto a comprobación inspectora, con carácter general, los diferentes impuestos que les son de aplicación por los cinco últimos ejercicios. En la actualidad, varias sociedades del Grupo están siendo objeto de comprobación. A 31 de diciembre de 2004, 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.

Los litigios de naturaleza tributaria más significativos son los siguientes:

Hasta 31 de diciembre de 1996, ENDESA y sus filiales tributaban por el Impuesto sobre Sociedades dentro del Grupo Consolidado Fiscal cuya sociedad dominante es la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI). La Ley del Impuesto sobre Sociedades establece que las sociedades que abandonan el Grupo asumen el derecho a aplicar las deducciones pendientes de utilización por el Grupo en la medida en que hayan contribuido a su generación. Por ello, la Inspección Financiera y Tributaria incoó Actas a ENDESA y UNELCO reconociendo el derecho de estas sociedades a aplicar en los ejercicios 1997 y siguientes las deducciones por inversiones que generaron durante los ejercicios 1992 a 1996. Sin embargo, con posterioridad, y como consecuencia de las comprobaciones inspectoras realizadas a SEPI, la Inspección Financiera y Tributaria aplicó, en el Acta incoada al Grupo SEPI correspondiente al ejercicio 1996, parte o la totalidad de las deducciones generadas en los ejercicios 1992 a

1996 por las sociedades del Grupo ENDESA . Con fecha 14 de junio de 2001, el Secretario de Estado de Hacienda dictó sendas Resoluciones declarando lesivas las Actas incoadas a ENDESA y UNELCO que reconocían el derecho de estas entidades a la aplicación de las deducciones que estas entidades generaron en los años mencionados. Los procedimientos contencioso - administrativos derivados de las citadas Resoluciones se plantearon ante la Audiencia Nacional, quien ha desestimado la pretensión de la Administración, por lo que ésta ha recurrido ante el Tribunal Supremo. Por otro lado, la Inspección Financiera y Tributaria ha incoado Actas a ENDESA en las que rechaza el derecho de ENDESA a aplicar las deducciones generadas en los ejercicios 1992 a 1996. La cuantía de las deducciones que podrían estar afectadas por los resultados de los procedimientos anteriormente descritos asciende a 232 millones de euros.

La reforma de la Ley de Haciendas Locales modificó, con efectos desde 1 de enero de 2003, la tasa de vuelo, suelo y subsuelo por la ocupación del dominio público local e incluyó como sujetos pasivos del tributo a las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a pesar de no ser titulares de las redes de distribución eléctrica que ocupan el dominio público local. Sin embargo, determinados Ayuntamientos están liquidando a ENDESA Energía, S.A. el pago de la tasa correspondiente a 2002 y años anteriores. Existen pronunciamientos judiciales contradictorios por parte de los distintos Tribunales Superiores de Justicia sobre la procedencia de dichas liquidaciones, por lo que la decisión final corresponderá a Tribunal Supremo. La cuantía total de los litigios planteados es de 8,6 millones de euros, si bien el riesgo máximo derivado de esta cuestión asciende a 41,6 millones de euros.

Existen determinados litigios en filiales sudamericanas de ENDESA Internacional. Así, la Administración Tributaria peruana (SUNAT) viene cuestionando los efectos tributarios de la revalorización realizada por Edegel con ocasión de la escisión realizada en 1996. Respecto de los asuntos en discusión, Edegel ha obtenido fallos favorables en dos instancias (Tribunal Arbitral y Tribunal Fiscal) y en la actualidad se está realizando una revisión por parte de la SUNAT de la corrección de los valores asignados en su día en el curso de la revalorización. A la fecha de este folleto informativo, el resultado no es cuantificable ya que las actas anteriores han sido anuladas y aun no se han emitido nuevas actas. La participación económica de ENDESA en EDEGEL es de un 13,78%.

Por otro lado, las autoridades brasileñas en materia aduanera (DECEX) han cuestionado la aplicación de un régimen aduanero especial para productos importados, que previamente había sido concedido en 1998 a la filial brasileña Cien. En los estados financieros de Cien relativos al ejercicio 2004 se han provisionado 76.4 millones de euros por este concepto, que incluye cuota e intereses de los impuestos federales en discusión. El 15 de diciembre de 2004, las autoridades brasileñas en materia fiscal dictaminaron que CIEN está obligada al pago de 187 millones de reales (aproximadamente 52 millones de euros) por impuestos, intereses y sanción por los productos importados a través del estado de Río de Janeiro. Este fallo ha sido recurrido ante el Tribunal Administrativo.

La filial brasileña de ENDESA, Companhia de Electricidade do Rio de Janeiro S.A. ("Ampla"), ganó una reclamación contra el gobierno de Brasil, en la que se establecía que Ampla no estaba obligada al pago de las Contribuciones para la Financiación de Seguridad Social (COFINS). Este Impuesto recae sobre los ingresos obtenidos por las ventas de energía eléctrica. El Tribunal confirmó la Sentencia anterior declarándola firme y en 1997 el gobierno de Brasil ejerció una "Ação Rescisória". Se trata de un procedimiento especial con objeto de revisar la Sentencia firme. La cantidad en discusión asciende a unos 100 millones de dólares.

En septiembre de 2004, ENDESA Italia fue notificada por la Autorità per l'Energia ed il Gas (Autoridad italiana de la Energía y del Gas o AEEG) que había iniciado un expediente informativo sobre ENDESA Italia en relación con el apagón eléctrico italiano del 28 de septiembre de 2003. A la fecha de hoy, tal procedimiento ha sido también iniciado respecto de cada uno de los operadores (generadores, transportistas y distribuidores) del mercado eléctrico italiano.

El 19 de enero de 2005, ENDESA Italia presentó, en audiencia ante la AEEG, diversos documentos y alegaciones como parte de su defensa. Requirió, a su vez, que le dieran traslado de la documentación relativa a los otros procedimientos comenzados frente al resto de los operadores eléctricos italianos, sin embargo tal solicitud le fue denegada. El 7 de junio, ENDESA Italia ha sido notificada de que la AEEG mantiene preliminarmente su intención de

sancionar a la sociedad por su actuación en el mencionado apagón italiano. Antes del 31 de julio de 2005, ENDESA Italia presentará ante la AEEG sus argumentos finales de defensa.

En esa fecha, la AEEG deberá adoptar una decisión final sobre la existencia de responsabilidad o no de ENDESA Italia y, en su caso, determinar la cuantía de la correspondiente sanción. En el supuesto de que ENDESA Italia fuese multada por estos hechos, es su intención recurrir tal decisión por las vías administrativas y judiciales que están a su alcance.

#### **20.9. Cambios significativos en la posición financiera o comercial del emisor.**

**Descripción de todo cambio significativo en la posición financiera o comercial del grupo que se haya producido desde el fin del último período financiero del que se haya publicado información financiera auditada o información financiera intermedia, o proporcionar la oportuna declaración negativa.**

Desde el 31 de diciembre de 2004 hasta la fecha de registro del presente Documentote Registro de Acciones no se han producido cambios significativos en la posición financiera o comercial del Emisor.

## 21 INFORMACION ADICIONAL

### 21.1. Capital Social

**La siguiente información a partir de la fecha del balance más reciente incluido en la información financiera histórica:**

#### 21.1.1. Importe del capital emitido, y para cada clase de capital social:

Al 31 de diciembre de 2004 el capital social de ENDESA asciende a 1.270.502.540,40 euros y se encuentra totalmente suscrito y desembolsado, no habiendo sufrido variaciones en los últimos tres años.

Las acciones están representadas por anotaciones en cuenta y se hallan inscritas en el Registro Central de la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A. (Iberclear), entidad encargada del registro contable de las acciones, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 7 de septiembre de 2000, en el Tomo 15.611 General del Libro de Sociedades, folio 5, Sección 8, Hoja 262818, Inscripción 1.

Las acciones de ENDESA cotizan en las cuatro Bolsas españolas, en la de Bolsa de Nueva York, bajo la forma de ADR con una equivalencia de una por una, y en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile.

A 31 de diciembre de 2004 el número de ADR ascendía a 27.609.284 títulos.

#### (a) Número de acciones autorizadas.

La Junta General de Accionistas de la Sociedad, celebrada el día 27 de mayo de 2005, 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.

#### (b) Número de acciones emitidas e íntegramente pagadas y las emitidas pero pagadas íntegramente.

El capital social, en la actualidad, está integrado por 1.058.752.117 acciones ordinarias. No existe ningún importe pendiente de liberar, al estar la totalidad del capital suscrito y desembolsado.

#### (c) Valor nominal de la acción, o que las acciones no tienen ningún valor nominal, y

El valor nominal unitario de la acción es igual a 1,2 euros, y pertenecen todas a una misma clase y serie, con los mismos derechos políticos y económicos.



- (d) **Una conciliación del número de acciones al principio y al final del año. Si se paga más del 10% del capital con activos distintos del efectivo dentro del período cubierto por la información financiera histórica, debe declararse este hecho.**

Al 31 de diciembre de 2004 el número de acciones de ENDESA asciende a 1.058.752.117, no habiendo sufrido variaciones en los últimos tres años.

**21.1.2. Si hay acciones que no representan capital, se declarará el número y las principales características de esas acciones.**

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

**21.1.3. Número, valor contable y valor nominal de las acciones del emisor en poder o en nombre del propio emisor o de sus filiales.**

Al amparo de las autorizaciones concedidas por las Juntas Generales de Accionistas, celebradas el 10 de mayo de 2002, el 19 de junio de 2003 y el 2 de abril de 2004, 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):

<b>Autocartera</b>	<b>1º Trimestre 2005</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>
<b>Saldo inicial de valores</b>	-	<b>2.089.661</b>	<b>10.559.826</b>
Acciones compradas	-	10.491.164	5.675.600
Precio medio	-	14,65	12,25
Importe de las compras	-	153.738.618,30	69.522.097,45
Acciones vendidas	-	12.580.825	14.145.765
Precio medio	-	15,73	12,76
Importe de las ventas	-	197.890.226,05	180.482.274,79
(Minusvalía)/Plusvalía (1)	-	15.949.617,16	(4.430.071,09)
(Minusvalía)/Plusvalía (2)	-	15.949.617,16	14.259.351,69
<b>Saldo final de valores</b>	-	<b>0</b>	<b>2.089.661</b>
Importe total	-	-	28.201.990,59
Precio medio (euros)	-	-	13,5
% sobre capital social	-	-	0,20

(1) Calculada sobre el coste medio histórico de la cartera sin considerar las provisiones dotadas.

(2) Calculada sobre el coste medio histórico de la cartera considerando las provisiones dotadas.

El saldo total de acciones propias, adquiridas directamente por ENDESA, es igual a cero al 31 de diciembre de 2004 y a la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones. El resto de Sociedades del Grupo no poseen acciones de la Sociedad ni han realizado operaciones con acciones de la Sociedad.

**21.1.4. Importe de todo valor convertible, valor canjeable o valor con garantías, indicando las condiciones y los procedimientos que rigen su conversión, canje o suscripción.**

ENDESA no tiene emitidos valores que sean susceptibles de convertirse en acciones de la Compañía.

**21.1.5. Información y condiciones de cualquier derecho de adquisición y/o obligaciones con respecto al capital autorizado pero no emitido y sobre la decisión de aumentar el capital.**

Véase el apartado 21.1.1.(a).

**21.1.6. Información sobre cualquier capital de cualquier miembro del grupo que esté bajo opción o que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción y detalles de esas opciones, incluidas las personas a las que se dirigen esas opciones.**

A 31 de diciembre de 2004, no existen opciones acordadas con terceros sobre el capital de cualquier miembro del grupo de ENDESA o sobre el que se haya acordado condicional o incondicionalmente someter a opción.

### 21.1.7. Historial del capital social, resaltando la información sobre cualquier cambio durante el período cubierto por la información financiera histórica

Concepto	2004	2003	2002
Capital inicial (euros):	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 (euros)	1,2	1,2	1,2
Ampliación capital (euros)	-	-	-
Número de acciones	-	-	-
Valor nominal (euros)	-	-	-
Reducción de capital (euros)	-	-	-
Número de acciones	-	-	-
Valor nominal (euros)	-	-	-
Capital final (euros)	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 (euros)	1,2	1,2	1,2

## 21.2. Estatutos y escritura de constitución.

### 21.2.1. Descripción de los objetivos y fines del emisor y dónde pueden encontrarse en los estatutos y escritura de constitución.

ENDESA, S.A. y sus Sociedades filiales integran el Grupo ENDESA cuyo objeto social es el negocio eléctrico en sus distintas actividades industriales y comerciales, la explotación de toda clase de recursos energéticos primarios, 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, y la gestión del Grupo Empresarial, constituido con las participaciones en otras Sociedades. El Grupo desarrolla, 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.

Las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia del Texto Refundido de los Estatutos Sociales en la página de internet de la Sociedad [www.endesa.es](http://www.endesa.es), en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042, o en el Registro Mercantil de Madrid. En cuanto a la escritura de constitución de la Sociedad las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia en la sede social o en el Registro Mercantil de Madrid.

### 21.2.2. Breve descripción de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor relativa a los miembros de los órganos administrativo, de gestión y de supervisión.

Con fecha 20 de abril de 2005 ENDESA remitió como hecho relevante a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, "CNMV") el Informe de Gobierno Corporativo 2004 de la Sociedad, que describe los principios básicos de actuación a los que se ajusta la Compañía, así como el Modelo de Informe Anual de Gobierno Corporativo de las sociedades anónimas cotizadas, desarrollado de acuerdo con el Anexo I de la Circular 1/2004 de la CNMV.

#### Consejo de Administración

ENDESA, S.A. está gobernada por un Consejo de Administración que de acuerdo con sus Estatutos Sociales, estará integrado por nueve miembros como mínimo y quince como máximo. Corresponde a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los Consejeros.

Existen los siguientes tipos de Consejeros:

- Ejecutivos (conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales de ENDESA, los que están vinculados, profesionalmente y de modo permanente, a la Sociedad).

- b) Independientes (conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales de ENDESA, los que su vinculación con la Sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo).
- c) Dominicales (conforme al artículo 37 de los Estatutos Sociales de ENDESA, los que su pertenencia al Consejo de Administración derive de la participación patrimonial en el capital de la Sociedad).

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.

El Consejo, al amparo del Artículo 36 de los Estatutos Sociales y de conformidad con el Artículo 141 de la Ley de Sociedades Anónimas, regula su organización y funcionamiento a través de su propio Reglamento.

El artículo 37 de los Estatutos Sociales establece que corresponde a la Junta General tanto el nombramiento como la separación de los Consejeros, siendo el cargo de Consejero renunciable, revocable y reelegible.

El Consejo se reunirá, al menos, una vez cada dos meses, así como cuando el Presidente lo estime oportuno o cuando lo solicite la mayoría de sus miembros. Los acuerdos se adoptarán con el voto favorable de la mayoría de los Consejeros, concurrentes o representados. En caso de empate, el Presidente, o quien ejerza sus funciones, tendrá voto de calidad.

### **Comisión Ejecutiva**

La Comisión Ejecutiva estará integrada por un mínimo de cinco Consejeros y un máximo de siete, incluidos el Presidente y el Consejero Delegado. La designación de los miembros de la Comisión Ejecutiva requerirá el voto favorable de, al menos, dos tercios de los miembros del Consejo. Se reunirá, al menos, una vez al mes. Presidirá la Comisión Ejecutiva el Presidente del Consejo de Administración y actuará de Secretario el que lo sea del Consejo. El régimen de sustituciones de estos cargos es el previsto para el Consejo de Administración.

Son competencias de la Comisión Ejecutiva:

- A) Adoptar los acuerdos correspondientes a las facultades que el Consejo le hubiere delegado.
- B) Ejercer las funciones referentes al control de la gestión de la Sociedad.
- C) Estudiar y proponer las directrices que han de definir la estrategia empresarial y supervisar su puesta en práctica, con especial atención a las actuaciones en las áreas internacional y de diversificación.
- D) Deliberar e informar, para elevar al Consejo, los asuntos que correspondan a las materias siguientes, hayan sido o no objeto de delegación por el Consejo:
  - Presupuestos de la Sociedad con desglose de las previsiones correspondientes a cada línea de negocio y seguimiento de la gestión económica, de las desviaciones presupuestarias y de las propuestas de medidas correctoras.
  - Inversiones materiales o financieras y alianzas o acuerdos relevantes para la Sociedad.
  - Operaciones financieras de importancia económica y programas de actuaciones a medio plazo.
  - Valoración de la consecución de los objetivos de las distintas unidades operativas de la empresa.

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.

### **Comité de Auditoría y Cumplimiento y Comité de Nombramientos y Retribuciones**

Los aspectos principales del Auditoría y Cumplimiento y del Comité de Nombramientos y Retribuciones han sido descritos en el Apartado 16 de este Documento de Registro de Acciones.

#### **21.2.3. Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existente.**

Los derechos de los accionistas de la Sociedad, de acuerdo con el artículo 7 de los Estatutos Sociales, son los siguientes:

*“La acción confiere a su titular legítimo la condición de socio y le atribuye los derechos reconocidos en la Ley y en estos Estatutos.*

*En los términos establecidos en la Ley y salvo en los casos en ella previstos, el accionista tiene, como mínimo, los siguientes derechos:*

- a) *El de participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación.*
- b) *El de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones.*
- c) *El de asistir y votar en las Juntas Generales y el de impugnar los acuerdos sociales.*
- d) *El de información.”*

#### **21.2.4. Descripción de qué se debe hacer para cambiar los derechos de los tenedores de las acciones indicando si las condiciones son más significativas que las que requiere la ley.**

No existen condiciones más significativas que las prevenidas en la legislación aplicable.

#### **21.2.5. Descripción de las condiciones que rigen la manera de convocar las juntas generales anuales y las juntas generales extraordinarias de accionistas, incluyendo las condiciones de admisión.**

**Convocatoria.** El Consejo de Administración convocará la Junta General Ordinaria para su celebración dentro de los seis primeros meses de cada ejercicio y la Junta General Extraordinaria siempre que lo estime conveniente para los intereses sociales.

Asimismo, deberá convocarla cuando lo solicite un número de socios titular de, al menos, un 5% del capital social, expresando en la solicitud los asuntos a tratar en la Junta. En tal caso, la Junta deberá ser convocada para celebrarse dentro de los treinta días siguientes a la fecha en que se hubiese requerido notarialmente para convocarla. El Consejo de Administración confeccionará el orden del día, incluyendo necesariamente los asuntos que hubiesen sido objeto de solicitud. Sin perjuicio de lo anterior, el Presidente del Consejo de Administración o quien le sustituya, ante una situación que a su juicio sea de singular trascendencia para la Sociedad y sus accionistas, podrá proceder a la convocatoria de la Junta General Extraordinaria para el análisis de la situación planteada y la adopción, en su caso, de los acuerdos pertinentes.

**Derecho de asistencia.** Podrán asistir a la Junta General los accionistas que, de forma individualizada o agrupadamente con otros, sean titulares de un mínimo de 50 acciones, siempre que las tengan inscritas en el correspondiente registro contable de anotaciones en cuenta con cinco días de antelación a su celebración y se provean de la correspondiente tarjeta de asistencia.

**Representación.** Todo accionista que tenga derecho de asistencia, sin perjuicio de lo establecido por la Ley para los casos de representación familiar y de otorgamiento de poderes generales, podrá hacerse representar en la Junta General por medio de otra persona.

La representación deberá conferirse por escrito y con carácter especial para cada Junta. En cualquier caso, tanto para los supuestos de representación voluntaria como para los de representación legal, no se podrá tener en la Junta más que un representante.

La representación es siempre revocable. La asistencia personal a la Junta General del representado tendrá valor de revocación.

#### **21.2.6. Breve descripción de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno del emisor que tenga por efecto retrasar, aplazar o impedir un cambio en el control del emisor.**

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 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 que un 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, no 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”.

#### **21.2.7. Indicación de cualquier disposición de las cláusulas estatutarias o reglamento interno, en su caso, que rija el umbral de propiedad por encima del cual deba revelarse la propiedad del accionista.**

Por la condición de Sociedad cotizada de ENDESA, cualquier adquisición o disposición de sus acciones ha de comunicarse dentro de los siete días siguientes a su realización a la Compañía, la Comisión Nacional del Mercado de Valores, las Sociedades Rectoras de las Bolsas donde cotizan las acciones y, si interviene un no residente en España, a la Dirección General de Comercio e Inversiones, todo ello siempre y cuando las adquisiciones o transmisiones de acciones de la Compañía determinen que el porcentaje de capital que quede en poder del adquirente alcance el 5% o sus sucesivos múltiplos o, que el que quede en poder del transmitente descienda por debajo de alguno de dichos porcentajes. Este porcentaje baja al 1% en el supuesto de intervención de un residente en un paraíso fiscal.

Así mismo, los Consejeros de ENDESA deben informar a la Compañía, la Comisión Nacional del Mercado de Valores y a las Sociedades Rectoras de las Bolsas donde cotizan las acciones, todas las acciones de ENDESA y opciones sobre las mismas de las que sean titulares en el momento de su acceso a la condición de administrador. Dicha comunicación comprenderá a las acciones u opciones de que sean titulares, tanto por sí, como a través de Sociedades que controlen, o a través de otras personas interpuestas, con independencia de su cuantía. Igualmente, habrán de comunicar todas las adquisiciones o transmisiones de acciones de ENDESA y opciones sobre éstas.

Los directivos de ENDESA tienen la obligación de comunicar, directamente o a través de la Sociedad, a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, el otorgamiento a su favor, y las eventuales modificaciones ulteriores, de cualquier sistema de retribución que conlleve la entrega de acciones de la Compañía o de derechos de opción sobre éstas, o cuya liquidación se halle vinculada a la evolución del precio de tales acciones.

Adicionalmente, está sometida al régimen de notificaciones de acuerdo con el Real Decreto 929/1998, de 14 de mayo, de aplicación de tal régimen legal a ENDESA y a determinadas empresas 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, todo ello en la redacción dada por la Ley 62/2003 de 30 de diciembre, de medidas fiscales,

administrativas y del orden social, a la vista de la sentencia de 13 de mayo de 2003 del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas.

En virtud de este régimen, es preciso la notificación a la Administración, siempre que desenvuelvan sus efectos en el mercado nacional, los actos y acuerdos sociales de adquisición, directa o indirecta, de acciones de ENDESA, S.A., de ENDESA Generación, S.A. y de ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. u otros valores, títulos o derechos que puedan dar derecho, directa o indirectamente, a la suscripción o adquisición de aquéllas, cuando tenga por consecuencia la disposición sobre, al menos, el 10% del capital de ENDESA, S.A., o de las filiales mencionadas. No obstante, en cuanto a ENDESA, S.A. como sociedad cotizada, quedan exceptuadas del régimen de notificación las adquisiciones meramente financieras que no tengan por objeto la participación en el control y/o la gestión de ENDESA, S.A..

Por otra parte, también quedan sujetos al régimen establecido en la mencionada ley, los actos y acuerdos sociales de enajenación o gravamen, en cualquier forma y por cualquier título, de las acciones o títulos representativos del capital de que sea titular ENDESA, S.A., en ENDESA Generación, S.A. y en ENDESA Distribución Eléctrica, S.L.. A estos efectos, se equiparan a las acciones cualesquiera otros valores que puedan dar derecho, directa o indirectamente, a la suscripción o adquisición de las mismas.

Además, los acuerdos sociales de las compañías mencionadas, de disolución voluntaria, escisión o fusión habrán de ser sólo objeto de comunicación.

Finalmente, destacar que la notificación conlleva una intervención con posterioridad a la realización del acto o adopción del acuerdo sujeto a aquélla, si bien sus efectos quedan en suspenso durante el procedimiento de revisión de tales actos y acuerdos. No obstante, el régimen legal exclusivamente permite a la Administración oponerse al acto o acuerdo notificado si motivadamente aprecia la existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos, sobre las actividades desarrolladas por las empresas, con el fin de garantizar la adecuada gestión y prestación de servicios por las mismas, de conformidad con ciertos criterios objetivos desarrollados en la norma.

**21.2.8. Descripción de las condiciones impuestas por las cláusulas estatutarias o reglamento interno que rigen los cambios en el capital, si estas condiciones son más rigurosas que las que requiere la ley.**

No existen condiciones más rigurosas que las prevenidas en la legislación aplicable.

## 22. CONTRATOS IMPORTANTES

**Resumen de cada contrato importante, al margen de los contratos celebrados en el desarrollo corriente de la actividad empresarial, del cual es parte el emisor o cualquier miembro del grupo, celebrado durante los dos años inmediatamente anteriores a la publicación del documento de registro.**

**Resumen de cualquier otro contrato (que no sea un contrato celebrado en el desarrollo corriente de la actividad empresarial) celebrado por cualquier miembro del grupo que contenga una cláusula en virtud de la cual cualquier miembro del grupo tenga una obligación o un derecho que sean relevantes para el grupo hasta la fecha del documento de registro.**

En los últimos dos años no se ha firmado ningún contrato que reúna las condiciones para incluirlo en este Apartado.



**23. INFORMACION DE TERCEROS, DECLARACIONES DE EXPERTOS Y DECLARACIONES DE INTERES**

**23.1. Cuando se incluye en el documento de registro una declaración o un informe atribuido a una persona en calidad de experto, proporcionar el nombre de dicha persona, su dirección profesional, sus cualificaciones y, en su caso, cualquier interés importante que tenga en el emisor. Si el informe se presenta a petición del emisor, una declaración a ese efecto de que se incluye dicha declaración o informe, la forma y el contexto en que se incluye, con el consentimiento de la persona que haya autorizado el contenido de esa parte del documento de registro.**

No aplicable.

**23.2. En los casos en que la información proceda de un tercero, proporcionar una confirmación de que la información se ha reproducido con exactitud y que, en la medida en que el emisor tiene conocimiento de ello y puede determinar a partir de la información publicada por ese tercero, no se ha omitido ningún hecho que haría la información reproducida inexacta o engañosa. Además, el emisor debe identificar la fuente o fuentes de información.**

No aplicable.

## 24. DOCUMENTOS PRESENTADOS

**Declaración de que, en caso necesario, pueden inspeccionarse los siguientes documentos (o copias de los mismos) durante el período de validez del documento de registro:**

- 24.1. los estatutos y la escritura de constitución del emisor;**
- 24.2. todos los informes, cartas, y otros documentos, información financiera histórica, evaluaciones y declaraciones elaboradas por cualquier experto a petición del emisor, que estén incluidos en parte o mencionados en el documento de registro;**
- 24.3. la información financiera histórica del emisor o, en el caso de un grupo, la información financiera histórica del emisor y sus filiales para cada uno de los dos ejercicios anteriores a la publicación del documento de registro.**

**Indicación de dónde pueden examinarse los documentos presentados, por medios físicos o electrónicos.**

### **Estatutos Sociales**

Las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia del Texto Refundido de los Estatutos Sociales en la página de internet de la sociedad [www.endesa.es](http://www.endesa.es), en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042, o en el Registro Mercantil de Madrid.

### **Escritura de Constitución**

Las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia de la Escritura de Constitución en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042 o en el Registro Mercantil de Madrid en el que figura inscrita, Tomo 418, General 51, Folio 80, Sección 3, Hoja 434, Inscripción 1º.

### **Información Financiera Histórica**

Los estados financieros consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios 2004, 2003 y 2002 han sido auditados por la firma Deloitte & Touche España, S.L., con domicilio en la Plaza Pablo Ruiz Picasso, s/n, 28020 Madrid, y están a disposición del público en la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante "CNMV"). Igualmente, las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia en la página de internet de la sociedad [www.endesa.es](http://www.endesa.es), y en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042,

Los estados financieros individuales de ENDESA, S.A. correspondientes a los ejercicios 2004, 2003 y 2002 han sido auditados con informe favorable sin salvedades por la firma Deloitte & Touche España, S.L., con domicilio en la Plaza Pablo Ruiz Picasso, s/n, 28020 Madrid, y están a disposición del público en la CNMV. Igualmente, las personas interesadas pueden consultar y, en su caso, obtener una copia en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042.

**25. INFORMACION SOBRE CARTERAS**

**Información relativa a las empresas en las que el emisor posee una proporción del capital que puede tener un efecto significativo en la evaluación de sus propios activos y pasivos, posición financiera o pérdidas y ganancias.**

Las tablas que se muestran a continuación recogen, al 31 de diciembre de 2004, 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 2004 es el que figura a continuación (cifras en millones de euros):

<b>Inmovilizado Financiero</b>	<b>Importe</b>
Participaciones en empresas del Grupo	22.040
Créditos a empresas del Grupo	3
Participaciones en empresas asociadas	9
Cartera de valores a largo plazo	3
Otros créditos, depósitos y fianzas	153
Provisiones (*)	(1.532)
<b>Total Inmovilizado Financiero</b>	<b>20.676</b>

(\*) Incluye provisiones de Empresas del Grupo por 1.523 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 2004 es el que figura a continuación (datos en millones de euros):

<b>Empresas del Grupo</b>	<b>Capital</b>	<b>Reservas</b>	<b>Resultados 2004</b>	<b>VTC</b>	<b>Coste Bruto</b>	<b>Coste Neto</b>
ENDESA Energía, S.A.	13	(57)	60	16	14	14
ENDESA Generación, S.A.	1.882	2.325	557	4.764	3.764	3.764
ENDESA Red, S.A.	730	940	297	1.967	1.460	1.460
International ENDESA, BV	15	5	59	79	18	18
ENDESA Servicios, S.L.	85	3	7	95	116	95
ENDESA Internacional, S.A. (1)	2.931	(584)	270	2.617	3.761	2.617
ENDESA Diversificación, S.A. (1)	455	(225)	109	339	675	339
ENDESA Net Factory, S.L.	8	(12)	(14)	(18)	22	-
ENDESA Financiac.Filiales, S.L.	4.621	4.513	204	9.338	9.242	9.242
Teneguía Gestión Financ., S.L.	20	-	1	21	20	20
Teneguía Gestión Fin. S. Com.	1.567	(43)	51	1.575	1.480	1.480
ENDESA Europa, S.A.	367	1.133	155	1.655	1.468	1.468
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>22.040</b>	<b>20.517</b>

(1) Datos de la filial correspondientes a sus estados financieros consolidados.

El detalle de las participaciones en empresas asociadas que figura en las cuentas anuales de ENDESA referidas a 31 de diciembre de 2004 es el siguiente (datos en millones de euros):

<b>Empresas Asociadas</b>	<b>Capital</b>	<b>Reservas</b>	<b>Resultados 2004</b>	<b>VTC</b>	<b>Coste Bruto</b>	<b>Coste Neto</b>
Red Eléctrica España, S.A.	271	493	132	896	9	9
Interbolsa, S.A.	1	1	-	2	-	-
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>9</b>

**Cuentas Consolidadas**

El detalle del inmovilizado financiero de las cuentas anuales del Grupo ENDESA a 31 de diciembre de 2004 es el siguiente (cifras en millones de euros):

<b>Inmovilizado Financiero</b>	<b>Importe</b>
Participaciones puestas en equivalencia	1.615
Créditos a sociedades puestas en equivalencia	47
Cartera de valores a largo plazo	375
Otros créditos	996
Provisiones (*)	(68)
<b>Total Inmovilizado Financiero</b>	<b>2.965</b>

(\*) Incluye provisiones de Cartera de valores a largo plazo por importe de 43 millones de euros.

A continuación, se detallan las participaciones más significativas en sociedades puestas en equivalencia a 31 de diciembre de 2004 continuación (datos en millones de euros):

<b>Sociedades Puesta en Equivalencia</b>	<b>Capital</b>	<b>Reservas</b>	<b>Resultados 2004</b>	<b>VTC</b>	<b>Coste Bruto</b>	<b>Coste Neto</b>
Auna, Oper. Telecom., S.A.	2.210	90	30	2.330	763	763
Smartcom, S.A.	811	(426)	-	385	385	385
Inversiones Gas Atacama Holding, Ltda.	234	(30)	16	220	111	111
Tejo Energía, S.A.	50	1	156	207	68	68
Red Eléctrica España, S.A.	271	493	132	896	28	28
Altek Alarko Santrallari Tesis Isletme ve Ticaret, A.S.	1.089	(1.037)	3	54	27	27
Séchillienne-Sidec	1	95	20	116	27	27
NQF Gas SGPS, S.A.	5	37	1	43	21	21
Elcogas, S.A.	62	-	(9)	53	20	20
Transmisora Eléctrica de Quillota, Ltda.	6	2	-	8	17	17
Inversiones Electrogas	14	4	6	24	10	10
Yacylec, S.A.	-	-	-	-	10	10
Eurosviluppo Elettrica, SpA	-	-	9	9	4	4
Otras participaciones (1)	-	-	-	-	124	124
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.615</b>	<b>1.615</b>

(1) Incluye, entre otras, Tirme, S.A. (9 millones de euros), Emalsa (9 millones de euros), y Compañía Eólica Tierras Altas, S.A. (7 millones de euros).

A continuación, se detallan las participaciones más significativas de la cartera de valores a largo plazo a 31 de diciembre de 2004 (datos en millones de euros):

<b>Cartera de Valores</b>	<b>Capital</b>	<b>Reservas</b>	<b>Resultados 2004</b>	<b>VTC</b>	<b>Coste Bruto</b>	<b>Coste Neto</b>
Empresa Energía de Bogotá, S.A. (1)	-	1	-	2	80	80
Euskaltel, S.A.	325	(45)	16	297	42	31
Teneguía Gestión Financ., S.L.	20	-	1	21	20	20
D. C. Gas Extremadura, S.A. (Dicogexsa)	22	2	2	26	19	19
Diseño de Sistemas en Silicio, S.L. (DS2)	1	19	1	21	14	13
Lyonnaise De Aux Casablanca	72	12	20	104	14	14
Energie Electrique de Tahaddart, S.A.	32	-	-	32	11	11
Minas y Ferroc. de Utrillas, S.A.	4	15	-	19	9	9
Minas Gargallo, S.L.	-	-	-	-	9	7
Otras participaciones (1)	-	-	-	-	157	128
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>375</b>	<b>332</b>

(1) Incluye, entre otras, ENDESA Gas Transportista, S.L. (5 millones de euros) y Reganosa (7 millones de euros).

Madrid, 7 de julio de 2005

**Por ENDESA, S.A.**

**Fdo:** D. José Luis Palomo Álvarez