



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 16 de mayo de 2006.
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 16 de mayo de 2006.

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**

Aprobado e inscrito en los Registros Oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de
Valores con fecha 16 de mayo de 2006

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. Auditoria 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

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:

1. RIESGOS RELACIONADOS CON LAS ACTIVIDADES Y SECTOR.

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellos podrían afectar negativamente a las actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo ENDESA 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 ENDESA cumple sustancialmente con todas las leyes y normas vigentes, el Grupo está sujeto 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 las actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

En particular, según la normativa española, y 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 facturadas a los clientes finales (“déficit de tarifas”). En el caso de ENDESA, la sociedad cabecera del Grupo está obligada a financiar el 44,16% del déficit de ingresos de las actividades reguladas.

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 la naturaleza jurídica y a los antecedentes de esta financiación, ENDESA tiene derecho a la recuperación de las cantidades financiadas, si bien es preciso que el Gobierno establezca un procedimiento concreto para su devolución.

Con el fin de reducir el déficit de tarifas el Gobierno aprobó el pasado 24 de febrero de 2006 el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por las generadoras y distribuidoras pertenecientes al mismo grupo empresarial. Conforme al mismo, se establece que las posiciones de compra y venta de electricidad casadas en el OMEL entre empresas generadoras y distribuidoras del mismo Grupo, se asimilan a un contrato bilateral que se liquidará a un precio regulado y fijado de forma provisional para el año en 42,35€/MWh. De la fijación definitiva de este precio dependerá la existencia o no de déficit de tarifas o, en su caso, la cuantía del mismo (véase Apartado 9.2.3.). Asimismo, la fijación de este precio pudiera tener impacto sobre los resultados del Grupo.

Las actividades del Grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental, y las modificaciones que se introduzcan en ellos podrían afectar negativamente a las actividades, situación económica y al resultado de las operaciones.

ENDESA y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos futuros, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, ENDESA no puede 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 los gastos de cumplimiento o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas en las que el Grupo ha intervenido.

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

En particular, ENDESA ha de cumplir con los requisitos impuestos conforme al Plan Nacional de Asignación, aprobado por el Real Decreto 1866/2004, por lo que los resultados de las operaciones podrían quedar afectados bien por el precio de los derechos de emisión bien por la insuficiencia de éstos en el mercado (véase Apartado 8.2.). A título orientativo, la cotización de los derechos de emisión se sitúa en 12,80 euros por tonelada de CO₂ el día 10 de mayo de 2006, tras haberse producido en los días previos una drástica bajada del precio después de un año de haberse negociado a precios superiores a 20 euros por tonelada de CO₂.

Durante el ejercicio 2005 ENDESA ha recibido gratuitamente derechos de emisión equivalente a 46,1 millones de toneladas conforme a los planes nacionales de asignación aprobados en España, Francia y Polonia (la asignación de derechos de emisión correspondientes a ENDESA Italia no se había realizado dado que el plan nacional de asignación de derechos en Italia se encontraba pendiente de aprobación). Dichos planes estipulan también la asignación gratuita de derechos de emisión en los años 2006 y 2007 por una cantidad igual a 42,8 millones de toneladas y 41,3 millones de toneladas, respectivamente. Los consumos de derechos de emisión del Grupo ENDESA durante el ejercicio 2005 han ascendido a 66,8 millones de toneladas, e incluyen 12,6 millones de toneladas correspondientes a ENDESA Italia, habiéndose cubierto los mismos mediante los derechos de emisión asignados gratuitamente (46,1 millones de toneladas), y mediante la compra de derechos en el mercado (8,1 millones de toneladas). Los consumos de derechos de emisión del Grupo ENDESA durante el primer trimestre de 2006 han ascendido a 17,8 millones de toneladas, e incluyen 4,1 millones de toneladas correspondientes a ENDESA Italia, habiéndose cubierto los mismos mediante los derechos de emisión asignados gratuitamente (14,5 millones de toneladas), y mediante la compra de derechos en el mercado (3,3 millones de toneladas).

Una cantidad considerable de la energía que ENDESA produce en determinados mercados está sujeta a fuerzas de mercado que pueden afectar al precio y a la cantidad de energía que ENDESA vende.

ENDESA está expuesta 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 genera. ENDESA ha suscrito contratos de suministro a largo plazo al objeto de garantizar un suministro seguro de combustible para las actividades de generación de energía en España. ENDESA tiene firmados ciertos contratos de suministro de gas natural que incluyen cláusulas "take or pay". Estos contratos se han establecido considerando unas hipótesis razonables de las necesidades futuras. Desviaciones muy significativas de las hipótesis contempladas podrían llegar a suponer el tener que realizar compras de combustibles superiores a las necesidades.

La exposición a estos riesgos se gestiona en el largo plazo mediante la diversificación de contratos, la gestión de la cartera de aprovisionamientos mediante la referencia a índices que representan una evolución similar o comparable a la de los precios finales de electricidad (generación) o de venta (comercialización), y a través de cláusulas contractuales de renegociación periódica, que tienen como objeto mantener el equilibrio económico de los aprovisionamientos. En el corto y medio plazo, las fluctuaciones de los precios de aprovisionamientos se gestionan mediante operaciones de cobertura específicas, generalmente por medio de derivados. A pesar de que ENDESA realiza una gestión activa de estos riesgos, no se puede garantizar que tal gestión eliminará todos los riesgos de precio de mercado relativos a las necesidades de combustible.

La creciente demanda mundial de combustibles y los límites en la capacidad de producción, refino y transporte, se vieron acompañados en 2005 por una temporada de fuertes huracanes en la zona del Golfo de Méjico, los continuos problemas técnicos en las refinerías, los efectos desfavorables de determinados conflictos geopolíticos, una menor capacidad excedentaria en los países productores y bajos inventarios de combustibles, especialmente de gasolina. Como consecuencia de ello, el petróleo Brent, alcanzó niveles máximos históricos en el tercer trimestre de 2005 situándose el precio promedio del año en 55,1 \$/bbl. En cuanto al carbón, los altos niveles históricos de 2004 se moderaron a lo largo de 2005 situándose en el último trimestre del año en 40\$/Tm FOB. Entre los factores que explican este descenso, se hallan la reducción de los precios de los niveles medios de contratación en el mercado de fletes, la mayor oferta derivadas de los nuevos buques entregados y la menor presión en la demanda de transporte. Por lo que se refiere al precio del gas, aumentó significativamente a lo largo de 2005 oscilando entre 6\$ y 14\$ por millones de BTU debido al efecto del aumento en la cotización del crudo y de los productos petrolíferos, y la general falta de oferta debido a problemas de suministro. Esta situación se ha mantenido durante el primer trimestre de 2006.

La actividad del Grupo puede resultar afectada por las condiciones hidrológicas.

Las operaciones de ENDESA incluyen la generación hidroeléctrica y, por tanto, depende de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones del Grupo de generación hidroeléctrica. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los 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.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés y el tipo de cambio de divisas.

El Grupo está expuesto a distintos tipos de riesgos de mercado en el desarrollo habitual de su 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 realiza una gestión activa de estos riesgos para evitar que tengan un impacto significativo en los resultados.

Riesgo de tipo de interés.

Las variaciones de los tipos de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan un tipo de interés fijo así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a un tipo de interés variable. El objetivo de la gestión del riesgo de tipos de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda que permita minimizar el coste de la deuda en el horizonte plurianual con una volatilidad reducida en la cuenta de resultados. Dependiendo de las estimaciones del Grupo ENDESA y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio se corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por sociedades del Grupo y asociadas.
- Pagos a realizar en mercados internacionales por adquisición de materias energéticas.
- Ingresos en Latinoamérica referenciados a la evolución del dólar.

Adicionalmente, los activos netos provenientes de las inversiones netas realizadas en sociedades extranjeras cuya moneda funcional es distinta del euro, están sujetas al riesgo de fluctuación del tipo de cambio en la conversión de los estados financieros de dichas sociedades en el proceso de consolidación. Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo ENDESA ha contratado swaps de divisa y seguros de cambio. Adicionalmente, el Grupo también trata de que se produzca un

equilibrio entre los cobros y pagos de efectivo de sus activos y pasivos denominados en moneda extranjera.

Sin embargo, las estrategias de gestión del riesgo pueden no ser plenamente eficaces a la hora de limitar la exposición a cambios en los tipos de interés y los tipos de cambio de divisas extranjeras, lo que podría afectar adversamente a la situación financiera y los resultados.

Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias comprometidas e inversiones financieras temporales por importe suficiente para soportar las necesidades previstas por un período que esté en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Riesgo de crédito.

El Grupo no tiene riesgo de crédito significativo ya que el período medio de cobro a clientes es muy reducido y las colocaciones de tesorería o contratación de derivados se realizan con entidades de elevada solvencia.

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 el Grupo debe 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 la 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 opera;
- 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 ENDESA.

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

ENDESA podría incurrir en responsabilidad medioambiental o de otro tipo en relación con sus operaciones.

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

Asimismo, ENDESA está sujeta 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. La posible responsabilidad de ENDESA en relación con su participación en centrales nucleares queda totalmente cubierta por el seguro de responsabilidad de hasta 150,3 millones de euros. La posible responsabilidad de ENDESA en relación con la contaminación u otros daños a terceros o sus bienes se ha asegurado similarmente en hasta 150 millones de euros. Si ENDESA fuera demandada por daños al medio ambiente o de otro tipo en relación con sus operaciones (salvo las centrales nucleares) por sumas superiores a la cobertura de su seguro, su actividad, situación financiera o el resultado de las operaciones podrían resultar adversamente afectados (véase Apartado 8.2.).

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 ENDESA tiene 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, su actividad, situación financiera o el resultado de las operaciones podrían resultar adversamente afectados.

2. RIESGOS ESPECIFICOS RELATIVOS A LAS OPERACIONES EN LATINOAMERICA.

Las filiales latinoamericanas del Grupo están expuestas a una serie de riesgos, como crisis económicas y riesgos políticos.

Las operaciones del Grupo en Latinoamérica 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;
- 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 las filiales latinoamericanas, su valor de mercado y los dividendos recaudados de tales filiales 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.

ENDESA no puede 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 opera, incluida toda modificación de la legislación vigente o de cualquier otro marco regulador, a sus filiales o sus actividades, situación económica o resultados de sus operaciones.

3. RIESGOS OPERACIONALES.

La actividad de ENDESA se puede ver afectada por fallos humanos o tecnológicos.

Durante la operación de todas las actividades del Grupo ENDESA se pueden producir pérdidas directas o indirectas ocasionadas por procesos internos inadecuados, fallos tecnológicos, errores

humanos o como consecuencia de ciertos sucesos externos. El control y gestión de estos riesgos, y especialmente aquellos que afectan a la operaciones de las instalaciones de generación y distribución, están basados en una adecuada formación y capacitación del personal y en la existencia de procedimientos de operaciones, planes de mantenimientos preventivo y programas específicos, soportados por sistemas de gestión de la calidad, que permiten minimizar la posibilidad de ocurrencia y el impacto de los mismos.

4. OTROS RIESGOS.

El Grupo es parte en procedimientos judiciales y arbitrajes que podrían afectar a ENDESA.

El Grupo es parte de diversos procedimientos legales relacionados con su negocio, incluyendo contenciosos de naturaleza tributaria y regulatoria. También está siendo objeto de inspecciones y comprobaciones de carácter tributario que pueden ampliarse en el futuro. Si bien ENDESA estima que se han dotado las provisiones adecuadas a la vista de las contingencias legales a 31 de diciembre de 2005, no se puede asegurar que el Grupo tendrá éxito en todos los procedimientos ni que una decisión adversa no pueda significativa y adversamente afectar a su actividad, situación financiera o al resultado de sus operaciones (véase Apartado 20.8.).

Oferta Pública de Adquisición.

El pasado 27 de febrero de 2006, la Comisión Nacional del Mercado de Valores (en adelante, "CNMV"), autorizó la Oferta Pública de Adquisición (en adelante, "OPA") de Gas Natural SDG, S.A. (en adelante, "Gas Natural"), por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A., una vez obtenida la autorización con condiciones por parte de las autoridades de defensa de la competencia mediante acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 3 de febrero de 2006. Si bien el período de aceptación de la OPA comenzó con fecha 6 de marzo de 2006, esta oferta ha sido suspendida cautelarmente por el Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid con efectos desde el 4 de abril de 2006. De acuerdo con lo prevenido en la Ley de Enjuiciamiento Civil, ENDESA ha tenido que presentar una caución por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarse, en su caso, a las empresas afectadas por tal suspensión. El importe del aval presentado es de 1.000 millones de euros, si bien hay que mencionar que ni la caución ni su importe determinan ni prejuzgan la existencia o la cuantía de las eventuales responsabilidades que pudieran derivarse de este proceso.

Además, con fecha 10 de mayo de 2006 se nos ha notificado el auto del Tribunal Supremo de 28 de abril de 2006 por el que se accede a la medida cautelar solicitada por ENDESA consistente en la suspensión del acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 por el que se aprueba, con ciertas condiciones, la concentración resultante de la OPA de Gas Natural sobre la totalidad del capital social de ENDESA, de forma provisional y hasta que el Tribunal Supremo resuelva sobre el fondo del asunto. Se solicita como condición a tal medida cautelar la prestación de una caución por 1.000 millones de euros, para lo que el Tribunal Supremo acepta como válido el aval prestado ante el mencionado Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid, siempre, naturalmente, que las entidades avalistas manifiesten su voluntad de extender los efectos del aval al procedimiento ante el Tribunal Supremo.

Con fecha 21 de febrero de 2006, E.On solicitó, a su vez, a la CNMV la autorización de una OPA competidora por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A. La oferta está sujeta a la autorización de las autoridades administrativas correspondientes y, consecuentemente, podría estar sujeta al cumplimiento de condiciones que, por el momento, son desconocidas.

Ambas ofertas están sujetas, entre otras condiciones, a la modificación de determinados artículos de los estatutos sociales de ENDESA, entre ellos el artículo 32 relativo al número máximo de votos que puede emitir un mismo accionista.

Por todo ello y por otros factores, existe incertidumbre sobre el resultado definitivo del proceso. De levantarse la suspensión de la primera y de obtenerse las autorizaciones pertinentes respecto de la

segunda, no podemos determinar en qué medida la culminación de una de estas ofertas podría afectar a la actividad, a la situación financiera y/o al resultado de las operaciones de ENDESA.

En relación con ello, ENDESA y sus filiales tienen préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras que podrían ser acelerados si Gas Natural o E.On adquieren el control de ENDESA como resultado de las ofertas presentadas por ambas compañías. Aproximadamente 232 millones de dólares de préstamos bancarios serían susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA, y otros 493 millones de euros de contratos de derivados podrían ser objeto de amortización anticipada si, como consecuencia del cambio de control, se produjera una reducción significativa en el rating de ENDESA.

Adicionalmente, si se materializara la OPA de Gas Natural, como resultado del plan de desinversiones anunciado en la documentación de su OPA junto al que debería realizar para cumplir con las condiciones regulatorias, se aceleraría el reembolso de aproximadamente 1.020 millones de euros de préstamos concertados con el Banco Europeo de Inversiones a ENDESA, si no se obtuviera previamente la autorización de dicha entidad.

La aceleración en el reembolso de estos contratos de financiación podría generar un impacto material adverso en la compañía.

Asimismo, como consecuencia de las OPAs presentadas, el Consejo de Administración de ENDESA, en defensa de los intereses de la empresa y de sus accionistas, ha tomado una serie de medidas relacionadas con el seguimiento del proceso para las que ha sido necesario incurrir en determinados gastos. El importe registrado desde el 5 de septiembre de 2005 por estos gastos hasta la fecha actual ha ascendido a 72 millones de euros, de los cuales 52 millones de euros se registraron en las cuentas del ejercicio 2005. En función de la evolución futura del proceso, estos costes podrían incrementarse.

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 el plan estratégico 2005-2009;
- Las circunstancias que afectan a la 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 eléctrico en España, Europa y Latinoamérica;
- La 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;
- La 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;
- La 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 el Grupo genera y distribuye electricidad;

- La capacidad para implantar con éxito el plan y los objetivos para las filiales;
- El impacto de las fluctuaciones en los precios de los combustibles y la electricidad;
- La capacidad para mantener un suministro estable de combustible;
- La 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, asegura que, tras comportarse con una diligencia razonable para garantizar que así es, 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 2003, 2004 y 2005 han sido auditadas por la firma Deloitte, S.L. (en adelante, "Deloitte"), 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 CNMV.

Las cuentas anuales individuales de ENDESA, S.A. correspondientes a los ejercicios 2003, 2004 y 2005 han sido auditadas por la firma Deloitte, 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 2003, 2004 y 2005. Asimismo, los auditores de la Sociedad han sido redesignados anualmente durante los ejercicios 2003, 2004 y 2005.

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.

En el ejercicio 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. De acuerdo con la obligación establecida en las propias NIIF, ENDESA ha elaborado sus estados financieros del ejercicio 2004 conforme a dichas normas.

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, correspondientes a los ejercicios económicos 2003, 2004 y 2005:

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	2005	2004	2003
Ingresos de Explotación	18.229	13.665	16.644
Gastos de Explotación	14.155	10.980	13.500
Beneficio de Explotación	4.244	2.846	3.144
Resultado Consolidado Antes de Impuestos	4.547	2.013	2.427
Impuestos sobre Beneficios	790	352	550
Resultado Atribuido a la Minoría	575	408	565
Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante	3.182	1.253	1.312
Beneficio por Acción (Euros)	3,01	1,19	1,24

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera. PGC: Plan General de Contabilidad.

A continuación se detallan los principales epígrafes de los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 2003, 2004 y 2005:

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	31 de diciembre de 2005	31 de diciembre de 2004	31 de diciembre de 2003
ACTIVO			
Inmovilizado	45.742	39.693	38.939
Activo Circulante	9.601	7.489	7.108
Total Activo	55.365	47.182	46.047
PASIVO			
Patrimonio Neto: De la Sociedad Dominante	11.590	8.728	8.801
Patrimonio Neto: De Accionistas Minoritarios	4.737	5.405	4.945
Pasivo a Largo Plazo	28.630	26.400	23.609
Pasivo a Corto Plazo	10.408	6.649	8.692
Total Pasivo	55.365	47.182	46.047

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera. PGC: Plan General de Contabilidad.

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 2003, 2004 y 2005. La citada información ha sido obtenida de las cuentas anuales consolidadas de ENDESA, correspondientes a dichos períodos, y que han sido auditadas por Deloitte.

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 2006, 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 2003, 2004 y 2005.

A continuación se detallan los principales datos de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA correspondientes al primer trimestre de 2005 y 2006 (datos no auditados):

	Millones de euros	
	Enero-marzo 2006	Enero-marzo 2005
Ingresos de Explotación	5.670	4.317
Gastos de Explotación	4.216	3.299
Beneficio de Explotación	1.491	1.051
Resultado Consolidado Antes de Impuestos	1.510	968
Impuestos sobre Beneficios	219	265
Resultado Atribuido a la Minoría	239	143
Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante	1.052	560
Beneficio por Acción (Euros)	0,99	0,53

A continuación se detallan los principales datos de los Balances Consolidados de ENDESA a 31 de marzo de 2006 y 31 de diciembre de 2005 (datos no auditados):

	Millones de euros	
	31 de marzo de 2006	31 de diciembre de 2005
ACTIVO		
Inmovilizado	47.588	45.742
Activo Circulante	8.204	9.601
Total Activo	55.814	55.365
PASIVO		
Patrimonio Neto: De la Sociedad Dominante	10.238	11.590
Patrimonio Neto: De Accionistas Minoritarios	4.872	4.737
Pasivo a Largo Plazo	29.464	28.630
Pasivo a Corto Plazo	11.240	10.408
Total Pasivo	55.814	55.365

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. y el nombre comercial ENDESA.

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 NIIF que han sido adoptadas por la Unión Europea.

Por último, está sometida tanto 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, normativa pendiente de derogación en virtud de un Proyecto de Ley presentado por el Gobierno el pasado mes de noviembre, como, en ciertos casos, al régimen de autorización administrativa previa por la Comisión Nacional de Energía (en adelante, "CNE"), establecido en la Disposición Adicional Undécima, Tercero, 1, Decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

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
	▪ Aumento de las participaciones en Fecsa y Sevillana hasta el 75% del capital
1996	▪ Firma del Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional a partir del 1 de enero de 1998
1997	▪ OPV de un 25% del capital de ENDESA
	▪ Adquisición del 31,9% del Grupo Enersis
1998	▪ OPV del 33% del capital de ENDESA
	▪ Reducción del 8,19% del capital de ENDESA
	▪ 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
1999	▪ ENDESA adquiere un 32% complementario de Enersis y se convierte en accionista de control del Grupo iberoamericano
	▪ Enersis adquiere un 35% de ENDESA Chile y se convierte en accionista de control
2000	▪ Constitución del holding de telecomunicaciones Auna, en el que la participación de ENDESA es del 27,8%
	▪ Comienzo de la cotización de las acciones de ENDESA en la Bolsa "Off Shore" de Santiago de Chile
2001	▪ Entrada en el capital de la sociedad francesa Snet
	▪ Adjudicación de la generadora italiana Elettrogen al consorcio liderado por ENDESA
	▪ Adjudicación de Viesgo a la empresa italiana Enel
2003	▪ Venta de la red peninsular de transporte a REE
	▪ Ampliación de capital de Enersis
2004	▪ Aumento de la participación en ENDESA Italia hasta el 85%
	▪ Aumento de la participación en Snet hasta el 65%
2005	▪ Venta de un 5,33% de la participación en ENDESA Italia
	▪ Gas Natural lanza una OPA hostil sobre la totalidad del capital de ENDESA (5 de septiembre de 2005)
	▪ Venta de la participación en Auna y Smartcom
2006	▪ E.On lanza una OPA competidora sobre la totalidad del capital de ENDESA (21 de febrero de 2006)
	▪ Junta General de Accionistas de ENDESA (25 de febrero de 2006)

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 2003, 2004 y 2005 (cifras expresadas en millones de euros):

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	2005	2004	2003
Inversiones materiales	3.258	2.573	2.182
Inversiones inmateriales	83	91	84
Inversiones financieras (*)	299	785	216
TOTAL	3.640	3.449	2.482

(*) Incluye inversiones en sociedades participadas y créditos.

Inversiones Materiales

El desglose de las inversiones materiales realizadas en los ejercicios 2003, 2004 y 2005 es el siguiente:

	Millones de euros			
	2005 (NIIF)			
	Generación	Distribución y transporte	Otros	Total
España y Portugal	943	1.389	50	2.382
Resto de Europa	185	-	91	276
Latinoamérica	166	390	44	600
TOTAL	1.294	1.779	185	3.258

	Millones de euros			
	2004 (NIIF)			
	Generación	Distribución y transporte	Otros	Total
España y Portugal	646	1.082	92	1.820
Resto de Europa	242	-	17	259
Latinoamérica	175	235	84	494
TOTAL	1.063	1.317	193	2.573

	Millones de euros			
	2003 (PGC)			
	Generación	Distribución y transporte	Otros	Total
España y Portugal	524	704	69	1.297
Resto de Europa	368	-	1	369
Latinoamérica	232	205	18	455
Otros	57	-	4	61
TOTAL	1.181	909	92	2.182

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico de España y Portugal incluyen los avances en el programa de nueva capacidad y, entre otros proyectos, la construcción de la central de ciclo combinado de Cristóbal Colón (Huelva), de 400 MW, así como el inicio de las obras de construcción de la central de ciclo combinado de As Pontes (A Coruña), de 800 MW, la transformación a carbón importado de los grupos 3 y 4 de la central térmica de As Pontes (A Coruña), y la ejecución de las plantas de desulfuración de los grupos térmicos 4 y 5 de la central Compostilla II (León) junto con las actuaciones necesarias para la reducción de emisiones de NO_x en las unidades térmicas de centrales de carbón.

Las inversiones materiales en generación correspondientes al negocio eléctrico del resto de Europa recogen principalmente el desarrollo de los proyectos de repowering en Italia y, concretamente, durante el ejercicio 2004, la transformación del grupo 5 de la central de Tavazzano. En 2005, dichas inversiones incluyen la transformación a ciclo combinado del grupo 3 de la central de Ostiglia, y del grupo 6 de la central de Tavazzano, que entraron en servicio en el ejercicio 2005, así como la entrada en operación de dos grupos de turbogas en la Central de Fiume Santo.

En Latinoamérica, las inversiones materiales en generación del año 2004 incluyen, entre otros proyectos, la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Ralco en Chile de 690 MW. Por lo que respecta a 2005, las inversiones materiales en generación recogen, entre otros proyectos, la construcción en Chile de la central de ciclo combinado San Isidro II, con una capacidad de 377 MW, y de la central hidráulica Palmucho, de 32 MW; la construcción en Perú del segundo ciclo combinado de Etevensa, que se denominará Etevensa II, así como las obras de reconversión a ciclo combinado de Etevensa I.

Las inversiones de distribución corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio.

Inversiones Inmateriales

Las inversiones inmateriales realizadas durante los ejercicios 2003, 2004 y 2005 incluyen fundamentalmente aplicaciones informáticas.

Inversiones Financieras

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2005 es el que figura a continuación (conforme a NIIF):

	Millones de euros				
	Total	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	Otros
Sociedades Participadas:	162	159	-	1	2
Finerge	151	151	-	-	-
Otros	11	8	-	1	2
Créditos	109	53	15	41	-
Depósitos y Fianzas	46	20	12	14	-
Otros	63	33	3	27	-
Compra de Minoritarios	27	-	10	17	-
TOTAL	298	212	25	59	2

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2004 es el que figura a continuación (conforme a NIIF):

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

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.

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2003 es el que figura a continuación (conforme a PGC):

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

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 2005, el inmovilizado material en curso presenta el detalle que figura a continuación:

	Inmovilizado material en curso			
	Millones de euros			
	Total	España y Portugal	Resto de Europa	Latinoamérica
Terrenos y construcciones	17	17	-	-
Instalaciones de generación eléctrica:	1.735	1.374	186	175
Centrales hidráulicas	148	67	4	77
Centrales carbón / fuel	564	346	131	87
Centrales nucleares	60	60	-	-
Centrales de ciclo combinado	609	579	19	11
Renovables	354	322	32	-
Instalaciones de transporte y distribución:	1.459	1.139	1	319
Alta tensión	205	156	-	49
Baja y media tensión	1.144	936	-	208
Equipos de telemedida y telecontrol	54	33	-	21
Otras instalaciones	56	14	1	41
Otro inmovilizado	92	25	-	67
TOTAL	3.303	2.555	187	561

El inmovilizado material en curso incluye fundamentalmente inversiones relativas al desarrollo o mejora de instalaciones de generación y distribución de electricidad. Este inmovilizado ha sido financiado históricamente por los flujos generados por las operaciones realizadas por las diferentes empresas que componen el Grupo ENDESA, por las aportaciones de los accionistas minoritarios, y por la financiación ajena, tanto obtenida en el mercado de capitales como mediante préstamos bancarios.

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 2005 las Sociedades del Grupo mantienen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 720 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material	
	Millones de euros
Terrenos y construcciones	-
Instalaciones de generación eléctrica:	509
Centrales hidráulicas	19
Centrales carbón / fuel	192
Centrales nucleares	26
Centrales de ciclo combinado	149
Renovables	123
Instalaciones de transporte y distribución:	137
Alta tensión	-
Baja y media tensión	132
Equipos de teledistancia y telecontrol	5
Otras instalaciones	-
Otro inmovilizado	74
TOTAL	720

Los compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material recogen, en su mayor parte, inversiones en generación destinadas a la ampliación del parque de producción de ENDESA, entre las que destacan las relativas a la transformación del grupo 4 de la central de As Pontes, la construcción de los ciclos combinados, y la ampliación de la capacidad en régimen especial.

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 2005 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.

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 (para más información sobre estas líneas de negocio, véase Apartado 6.2.):

- 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 2005 una potencia de 22.416 MW y produjeron en el conjunto del año 93.625 GWh. Por lo que se refiere a Portugal, la Compañía posee una participación del 38,9% en Tejo Energia, empresa propietaria de la central térmica Pego, de 600 MW de potencia, que en 2005 generó 4.702 GWh.

Además, el volumen de energía suministrada a clientes finales a través de sus redes ascendió a 101.258 GWh en 2005, con una red de distribución de 297.133 Km y con una base de 12 millones de clientes.

En cuanto a la comercialización de electricidad, en 2005 las ventas totales ascendieron a 100.868 GWh que se desglosan de la siguiente manera: 64.095 GWh en el mercado regulado español y 36.773 GWh en el mercado liberalizado español.

ENDESA posee también una presencia significativa en el mercado ibérico de gas natural. En España proporciona este servicio a un total de 583.005 usuarios, que suponen un consumo de 24.271 GWh de gas. En Portugal participa en las compañías Setgas y Portgas, que en 2005 suministraron 2.484

GWh en el mercado regulado a unos 256.000 usuarios aproximadamente. 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 2005 fue de 22.222 GWh.

Europa y norte de África

La estrategia de ENDESA fuera del mercado ibérico ha estado orientada, en primer lugar, a adquirir participaciones mayoritarias en empresas de generación, especialmente en el arco mediterráneo, a fin de disponer de volúmenes significativos de energía y de buen acceso a los respectivos mercados nacionales, aprovechando las oportunidades derivadas de los procesos de liberalización que se están desarrollando en ello. Y, en segundo lugar, en la apertura de nuevos mercados de alto potencial de crecimiento y que ofrezcan oportunidades de aplicar la experiencia de ENDESA en la obtención de eficiencias en la operación de centrales de generación.

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. Asimismo, ENDESA ha puesto en marcha el mercado eléctrico de Polonia (Gielda Energii) junto con otros socios de ese país y ha firmado recientemente un acuerdo con el Ministerio del Tesoro polaco para la adquisición del 85% de la central de Dolna Odra, de 1.960 MW.

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:

A finales de 2005, las empresas europeas no ibéricas en las que ENDESA posee participaciones sumaban una potencia total de 9.397 MW, de los cuales 6.590 MW correspondían a ENDESA Italia y 2.807 MW a Snet. Por lo que se refiere a la producción total, alcanzó los 33.749 GWh, como resultado de los 23.362 GWh generados por ENDESA Italia y los 10.387 GWh de Snet en Francia.

En cuanto a las ventas totales ascendieron a 47.221 GWh, de los cuales 30.911 GWh corresponden a ENDESA Italia y 16.310 GWh a Snet. A su vez, las ventas a clientes liberalizados de estos países se situaron en 13.064 GWh en Italia y 4.694 GWh en Francia.

Latinoamérica

ENDESA es en la actualidad la primera multinacional eléctrica privada de América Latina. Es la mayor 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, 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 el mercado eléctrico regional. 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:

País	Activos Consolid. (%)	Compañías	Participación Control (%)
Chile	38	- Enersis ENDESA Chile San Isidro Pangue Celta Pehuenche Chilectra	- 60,62 59,98 100,00 99,99 100,00 92,65 98,25
Colombia	22	- Betania Emgesa Codensa	- 85,62 48,48 48,48
Brasil	23	- ENDESA Brasil Cachoeira Fortaleza Ampla Cien Coelce	- 100,00 99,61 100,00 91,93 100,00 58,86
Perú	10	- Edegel Etevensa Piura Edelnor	- 63,56 60,00 60,00 60,00
Argentina	7	- ENDESA Costanera Hidroeléctrica Chocón Dock Sud Edesur Tesa CTM Cemsa	- 64,27 65,19 69,76 99,45 100,00 100,00 100,00

En total, las empresas eléctricas participadas por ENDESA en Latinoamérica poseían 14.095 MW de potencia instalada al cierre de 2005. En el conjunto del mismo, se produjeron 57.890 GWh, con un incremento del 5,1% respecto de 2004, y vendieron 55.246 GWh, es decir, un 5,6% más que en 2004, a un total de 11,2 millones de clientes.

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.

I. GRUPO ENDESA.

En el desarrollo de su actividad, la organización del Grupo 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:

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

Aunque dentro de cada segmento geográfico el Grupo considera la existencia de una única actividad integrada verticalmente, a efectos de una mayor transparencia en los segmentos de España y Portugal y Latinoamérica, se consideran como segmentos secundarios la Generación y la Distribución, incluyendo en cada uno de ellos la actividad de Comercialización vinculada al mismo. En el caso del resto de Europa, sólo está presente en la actividad de Generación.

Dado que la organización societaria del Grupo coincide, básicamente, con la de los negocios y, por tanto, de los segmentos, los repartos establecidos en la información por segmentos que se presenta a continuación se basan en la información financiera de las sociedades que se integran en cada segmento.

Adicionalmente, durante el año 2005 el Grupo ha mantenido una cuarta línea de negocio denominada "Otros negocios" que incluía casi exclusivamente las participaciones en sociedades del sector de telecomunicaciones, las cuales han sido vendidas durante el ejercicio 2005.

En la información por segmentos de 2005 y 2004 que se incluye a continuación, la línea de "Otros negocios" se ha repartido entre los tres segmentos geográficos según corresponda. Al desglosar cada uno de los segmentos geográficos en los correspondientes segmentos secundarios se ha incluido en "Ajustes y otros".

Cuenta de Resultados Consolidada.

Se adjunta la Cuenta de Resultados de ENDESA por líneas de negocio a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005:

2005 (Conforme a NIIF)	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latam.	TOTAL
Ventas	8.761	3.598	5.149	17.508
Otros Ingresos Explotación	516	122	83	721
Aprovisionamientos y Servicios	4.072	2.497	2.534	9.103
Otros Gastos Externos	1.040	184	505	1.729
Gastos de Personal	1.049	161	337	1.547
Amortizaciones	1.005	269	502	1.776
Resultado Explotación	2.250	618	1.376	4.244
Resultado Financiero	(664)	(64)	(524)	(1.252)
Rdo. Sdades. Método Participación	54	9	4	67
Resultado otras Inversiones	(4)	-	6	2
Resultado Venta de Activos	1.391	84	11	1.486
Rdo. Antes Impuestos	3.027	647	873	4.547
Impuestos	572	104	114	790
Resultado Minoritarios	9	118	448	575
Resultado Neto	2.446	425	311	3.182

2004 (Conforme a NIIF)	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latam.	TOTAL
Ventas	6.655	2.557	4.297	13.509
Otros Ingresos Explotación	77	19	60	156
Aprovisionamientos y Servicios	2.369	1.746	2.177	6.292
Otros Gastos Externos	1.039	190	391	1.620
Gastos de Personal	993	115	285	1.393
Amortizaciones	1.042	165	468	1.675
Resultado Explotación	1.422	370	1.054	2.846
Resultado Financiero	(545)	(62)	(540)	(1.147)
Rdo. Sdades. Método Participación	57	10	12	79
Resultado otras Inversiones	40	-	-	40
Resultado Venta de Activos	193	-	2	195
Rdo. Antes Impuestos	1.167	318	528	2.013
Impuestos	137	114	101	352
Resultado Minoritarios	69	35	304	408
Resultado Neto	961	169	123	1.253

2003 (Conforme a PGC)	Millones de euros				
	Nacional	Europa	Latam.	Otros Negocios	TOTAL
Cifra de Negocio	10.577	1.973	3.545	147	16.239
Otros Ingresos Explotación	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. Amortización Var. Provisiones	1.079	116	433	35	1.663
Resultado Explotación	1.780	268	1.071	25	3.144
Rdos. Financieros Netos	(473)	(45)	(200)	(17)	(735)
Rdo. Particip.Consolidadas	7	(69)	(153)	(44)	(259)
Rdo. Extraordinarios Netos	380	(4)	(100)	1	277
Rdo. Antes Impuestos	1.694	150	618	(35)	2.427
Impuestos	435	46	79	10	550
Resultado Minoritarios	52	52	455	6	565
Resultado Neto	1.207	52	84	(31)	1.312

Balance de Situación Consolidado.

Se adjunta Balance Consolidado de ENDESA por líneas de negocio a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005:

31 de diciembre de 2005 (Conforme a NIIF)	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latam.	TOTAL
Inmovilizado	25.295	5.692	14.755	45.742
Inmovilizado Material	18.176	3.572	10.565	32.313
Inmuebles de inversión	4	-	67	71
Activos Intangible	720	74	69	863
Fondo de Comercio	148	1.471	2.659	4.278
Inversiones Financ. a Largo Plazo	3.409	151	574	4.134
Inversiones Contab. Método Particip.	378	78	167	623
Impuestos Diferidos	2.460	346	654	3.460
Activo Circulante	6.075	1.145	2.381	9.601
Inversiones Mantenidas para Venta	22	-	-	22
TOTAL ACTIVO	31.392	6.837	17.136	55.365
Patrimonio Neto	6.566	2.834	6.927	16.327
De la Sociedad Dominante	6.447	1.979	3.164	11.590
De Accionistas Minoritarios	119	855	3.763	4.737
Pasivo a Largo Plazo	18.337	2.704	7.589	28.630
Ingresos Diferidos	1.799	148	115	2.062
Provisiones a Largo Plazo	3.865	342	890	5.097
Deuda Financiera a Largo Plazo	11.719	1.390	5.478	18.587
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	407	503	122	1.032
Impuestos Diferidos	547	321	984	1.852
Pasivo a Corto Plazo	6.489	1.299	2.620	10.408
Deuda Financiera a Corto Plazo	1.219	23	1.208	2.450
Acreedores Comerciales y Otros	5.024	1.002	948	6.974
Pasivos por Impuestos	246	274	464	984
TOTAL PASIVO	31.392	6.837	17.136	55.365

31 de diciembre de 2004 (Conforme a NIIF)	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latam.	TOTAL
Inmovilizado	21.942	5.365	12.386	39.693
Inmovilizado Material	16.663	3.532	8.715	28.910
Inmuebles de inversión	-	-	58	58
Activos Intangible	251	14	58	323
Fondo de Comercio	-	1.507	2.049	3.556
Inversiones Financ. a Largo Plazo	756	41	499	1.296
Inversiones Contab. Método Particip.	1.494	112	585	2.191
Impuestos Diferidos	2.778	159	422	3.359
Activo Circulante	4.356	833	2.300	7.489
Inversiones Mantenidas para Venta	-	-	-	-
TOTAL ACTIVO	26.298	6.198	14.686	47.182
Patrimonio Neto	7.022	2.306	4.805	14.133
De la Sociedad Dominante	5.406	1.667	1.655	8.728
De Accionistas Minoritarios	1.616	639	3.150	5.405
Pasivo a Largo Plazo	15.201	2.947	8.252	26.400
Ingresos Diferidos	1.446	9	80	1.535
Provisiones a Largo Plazo	3.469	254	671	4.394
Deuda Financiera a Largo Plazo	9.256	1.881	6.578	17.715
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	397	535	100	1.032
Impuestos Diferidos	633	268	823	1.724
Pasivo a Corto Plazo	4.075	945	1.629	6.649
Deuda Financiera a Corto Plazo	592	297	652	1.541
Acreedores Comerciales y Otros	3.248	576	756	4.580
Pasivos por Impuestos	235	72	221	528
TOTAL PASIVO	26.298	6.198	14.686	47.182

31 de diciembre de 2003 (Conforme a PGC)	Millones de euros				
	Nacional	Europa	Latam.	Otros Negocios	TOTAL
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
TOTAL ACTIVO	23.246	5.217	14.993	2.591	46.047
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
TOTAL PASIVO	23.246	5.217	14.993	2.591	46.047

II. NEGOCIO DE ESPAÑA Y PORTUGAL.

II.1. Electricidad en España.

En 2005, el parque de generación de ENDESA alcanzó una producción neta total de 91.505 GWh, lo que supone un descenso del 2,1% respecto de 2004, que fue debido fundamentalmente que la central nuclear de Vandellós no funcionó durante más de seis meses, a la indisponibilidad de un grupo de As Pontes por su transformación a carbón de importación y a la baja hidraulicidad.

Estos factores dieron lugar a una disminución de la producción de 6.731 GWh, parcialmente compensada por la mayor producción de los ciclos combinados y de las centrales que usan carbón importado. A su vez la transformación de un grupo de As Pontes durante el año explica la reducción de la producción con carbón nacional.

Cabe destacar que las centrales peninsulares de carbón de ENDESA tuvieron un funcionamiento muy eficiente, alcanzando un alto nivel de utilización, El uso de carbones nacionales por parte de la Compañía para generar electricidad supone una clara contribución a la cobertura de las necesidades eléctricas y al autoabastecimiento energético del país -- con el consiguiente ahorro en las divisas que es necesario pagar para recibir combustibles importados -- así como al mantenimiento del empleo las comarcas mineras, ya que la extracción de carbón constituye, en muchos casos, la actividad predominante en zonas geográficas que cuentan con pocas facilidades para el desarrollo de actividades económicas alternativas.

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.

Los incrementos de demanda en los sistemas extrapeninsulares fueron soportados por la nueva potencia instalada por la Compañía en dichos sistemas durante el 2005, que ascendió a 294,98 MW. Se produjeron en ellos 13.814 GWh, lo que supone un 5% de incremento respecto del año 2004.

Por otro lado, si se compara la cifra de producción de electricidad de ENDESA con la demanda de sus mercados, se pone de manifiesto la elevada capacidad de la Empresa para atenderlos mediante la electricidad generada por sus propias instalaciones.

Esto implica que, para asegurar el suministro a sus mercados y al revés de lo que les ocurre a algunos de sus competidores, ENDESA no precisa efectuar otras inversiones en nueva capacidad que las derivadas del crecimiento orgánico de los mismos y de la cobertura de la potencia que tenga que ir siendo retirada de servicio mediante la instalación de nuevas centrales.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de la producción de energía eléctrica:

Producción	Generación de electricidad en España y Portugal (GWh)				
	2005	% var.	2004	% var.	2003
Hidráulica	7.479	(27,5)	10.310	(10,7)	11.548
Nuclear	23.020	(10,0)	25.567	(7,7)	27.697
Carbón	37.018	(0,5)	37.203	5,0	35.416
Fuelóleo-gas	2.417	47,6	1.637	(14,6)	1.917
Ciclos combinados	7.757	28,4	6.039	87,2	3.226
Total Peninsular	77.691	(3,8)	80.756	1,2	79.804
Extrapeninsular	13.814	5,0	13.150	6,1	12.389
TOTAL	91.505	(2,6)	93.906	1,9	92.193

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 2005 ENDESA ha continuado consolidando 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 2005 ENDESA vendió un total de 100.868 GWh que se desglosan de la siguiente manera: 64.095 GWh en el mercado regulado español, 36.773 GWh en el mercado liberalizado español.

Mercado liberalizado

A cierre del ejercicio, ENDESA había suministrado en el conjunto del año un total de 36.773 GWh a clientes del mercado liberalizado español, lo que representa una cuota del 37,4%, mayor en 0,3 puntos que la que poseía al término de 2004. El número de clientes de la Compañía en este mercado era de 998.154 a 31 de diciembre de 2005, es decir, 445.162 más que al término de 2004. El nivel de retención de clientes de ENDESA en el mercado doméstico liberalizado ha sido del 87,6% y sus ventas a clientes de este mercado en las zonas en las que no opera como distribuidor crecieron un 32,7%.

Estos datos reflejan, por un lado, un elevado nivel de fidelidad, basado en el atractivo y competitividad de las ofertas comerciales de la Compañía y en su atención comercial, en la que se presta un especial cuidado al trato personalizado; y, por otro lado, una elevada competitividad a la hora de captar nuevos contratos en zonas tradicionalmente abastecidas por otras compañías.

ENDESA dispone de una amplia red de puntos de atención presencial a clientes, integrada por 55 Oficinas Comerciales y 395 Puntos de Servicio, de los cuales 3 Oficinas y 40 Puntos de Servicio se hallan fuera de sus mercados de distribución.

En 2005, mantuvo, en los segmentos de empresas y grandes clientes, su amplia gama de productos estándares y la presentación de ofertas personalizadas en función del nivel y tipología del consumo, y continuó desarrollando su canal de información para asesorar a todos sus clientes acerca del suministro eléctrico, las tarifas, la eficiencia en el consumo energético y otros temas de su interés. Además, consolidó su posición comercial como suministrador de referencia en los principales sectores económicos, como los de automoción y químico, en los que ofrece servicios energéticos integrales.

Mercado regulado

ENDESA distribuye electricidad en España en un mercado de unos 200.000 km² 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 2005, 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 acogieron a la opción de elegir suministrador, creció un 2,3% respecto del año anterior, superando los 10,96 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:

	Nº de Clientes Totales de ENDESA en el mercado regulado				
	2005	% Variación	2004	% Variación	2003
Aragón	843.195	2,0	826.660	1,7	813.196
Cataluña	4.008.577	1,7	3.940.830	1,7	3.875.908
Baleares	624.769	2,2	611.352	2,2	598.391
Andalucía y Extremadura	4.454.266	2,8	4.333.257	2,7	4.219.637
Canarias	1.035.430	3,0	1.004.875	2,9	976.138
TOTAL ENDESA	10.966.237	2,3	10.716.974	2,2	10.483.270

Los incrementos fueron especialmente significativos en Canarias (3,0%), Andalucía y Extremadura (2,8%) 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.

La energía total suministrada a través de las redes de distribución de ENDESA ascendió a 101.258 GWh en 2005, con un crecimiento del 5,4% respecto de 2004. Destacan los elevados crecimientos experimentados por los mercados de Andalucía y Extremadura con un 7,5%, y Baleares, con un 4,9%.

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

	Energía total suministrada por ENDESA (GWh)				
	2005	% Variación	2004	% Variación	2003
Aragón	8.058	2,7	7.843	2,1	6.742
Cataluña	42.784	4,3	41.039	3,0	40.775
Baleares	5.185	4,9	4.943	3,8	4.760
Andalucía y Extremadura	37.325	7,5	34.708	6,3	32.647
Canarias	7.907	4,6	7.556	7,2	7.046
TOTAL ENDESA	101.258	5,4	96.088	4,5	91.970

El porcentaje de la energía total suministrada por las redes de ENDESA que fue servida a clientes del mercado liberalizado se situó en un 36,7% en 2005, frente a un 31,6% en 2004. Como consecuencia de la plena liberalización del mercado insular que tuvo lugar en 2004, el porcentaje de energía suministrada a clientes del mercado liberalizado en estos sistemas continúa aumentando. Ascendió a un 20,5% en el conjunto de Canarias y Baleares en 2005, frente a un 9,3% en el año anterior.

Las ventas de electricidad de ENDESA en el mercado regulado a tarifa disminuyeron en un 2,5% en 2005 respecto de 2004, situándose en 64.095 GWh, debido fundamentalmente al significativo traspaso de clientes desde el mercado regulado al liberalizado.

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

	Ventas de energía eléctrica de ENDESA en el mercado regulado (GWh)				
	2005	% Variación	2004	% Variación	2003
Aragón	4.917	(7,2)	5.298	13,8	4.654
Cataluña	23.117	(5,5)	24.458	(9,4)	26.987
Baleares	4.227	(6,7)	4.531	(4,8)	4.760
Andalucía y Extremadura	25.654	4,0	24.671	1,7	24.254
Canarias	6.181	(9,2)	6.804	(3,4)	7.046
TOTAL ENDESA	64.095	(2,5)	65.762	(2,9)	67.701

El incremento de la energía destinada al mercado liberalizado, respecto de la cual sólo se cobran peajes, fue del 22,5% en 2005.

Mercado mayorista de generación

En 2005, ENDESA vendió en el mercado 80.575 GWh, lo que representa el 30,6% de la oferta de energía peninsular. De esa cifra, 3.567 GWh se vendieron por contratación bilateral y 77.008 GWh en los mercados organizados de OMEL y REE. De la cifra total de ventas, 79.168 GWh procedieron de la generación propia y el resto de importaciones y de los excedentes adquiridos al régimen especial.

La contratación bilateral física, que es la principal forma de contratación en Europa, se mantuvo prácticamente residual en España hasta los dos últimos meses de 2005, en los que se produjo una clara intensificación de la misma con una destacada participación de ENDESA. Los recientes cambios en la normativa de garantía de potencia, eliminando la anterior discriminación en favor de la contratación en el mercado diario, permiten anticipar un peso cada vez mayor de la contratación bilateral.

Por lo que se refiere a las compras, ENDESA adquirió en el mercado mayorista 87.688 GWh, de los que un 4% se obtuvo mediante contratación bilateral y el resto en los mercados organizados. El resto de las compras incluyen 1.893 GWh destinados a exportaciones y 2.152 GWh de autoconsumo en centrales hidroeléctricas de bombeo.

II.2. Mercado español de gas natural.

A 31 de diciembre de 2005, la cartera de ENDESA en el mercado liberalizado de gas natural estaba integrada por 348.395 clientes, con un consumo contratado anual de 24.947 GWh, frente a 18.562 GWh en 2004, lo que supone un incremento del 34,4%.

En lo referente a ventas en este mercado, ENDESA comercializó 18.558 GWh, repartidos entre 221.719 clientes. Este volumen de energía supone un incremento del 58,2% respecto al comercializado en 2004. En cuanto al número de clientes, el crecimiento fue mucho mayor, debido al incremento en el ritmo de liberalización, fundamentalmente en el segmento de Baja Presión.

Si a esta comercialización se suma el consumo de ENDESA Generación (bicomcombustible y ciclos combinados), que ascendió a 22.222 GWh en 2005, la Empresa alcanza una cuota del 10,9% en el conjunto del mercado liberalizado español y del 12,1% en el total del mercado.

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. Al cierre de 2005, suministraba gas a más de 325.000 consumidores, con un volumen de energía distribuida de 5.713 GWh. Su cuota de mercado, con datos de finales de septiembre, era de más del 6%. Estas cifras suponen crecimientos de un 8% en el número de consumidores y de un 18% en el volumen de energía distribuida respecto de 2004. La energía vehiculada por las redes de distribución de ENDESA Gas durante 2005, para uso final propio o de terceros, sumó un total de 8.197 GWh en el conjunto del mercado ibérico, lo que representa un incremento del 13% 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), Meridional de Gas (Andalucía) y Gas Alicante (Comunidad Valenciana), de las que es único accionista.

II.3. Mercado portugués.

ENDESA posee una participación del 38,9% en Tejo Energía, 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 fue de 4.702 GWh en 2005, aproximadamente un 6% más que en 2004.

Por otro lado, ENDESA y Sonae, uno de los grupos industriales portugueses más importantes, participan con un 50% cada uno en la Sociedade Térmica Portuguesa, líder del mercado portugués de cogeneración, que posee una potencia de 71 MW.

A esto hay que añadir la adquisición en 2005 por parte de ENDESA del 100% del capital de la sociedad Finerge, que a finales de 2005 consolidaba una potencia instalada de 107 MW y que tiene proyectos en curso para alcanzar una potencia de 320 MW en 2007.

En 2005, ENDESA continuó consolidando su posición en el mercado liberalizado portugués, alcanzando unas ventas totales de unos 2.223 GWh, lo que supone un incremento del 23,6% respecto de 2004 y una cuota de mercado del 23,2% a 30 de noviembre de 2005. En ese mismo mes, contaba con 919 puntos de suministro.

Desde mayo de 2002, ENDESA opera en este mercado a través de la compañía Sodesa, fruto de una joint venture al 50% realizada con el grupo industrial portugués Sonae. Sodesa es en estos momentos la segunda comercializadora del mercado liberalizado portugués.

II.4. Cuenta de Resultados del negocio de España y Portugal.

Se adjunta la Cuenta de Resultados del negocio de España y Portugal por actividades a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005:

2005 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Ventas	7.740	1.824	8	(811)	8.761
Otros Ingresos Explotación	400	120	-	(4)	516
Aprovisionamientos y Servicios	4.761	138	-	(827)	4.072
Otros Gastos Externos	678	515	(173)	20	1.040
Gastos de Personal	391	518	132	8	1.049
Amortizaciones	571	410	23	1	1.005
Resultado Explotación	1.746	479	26	(1)	2.250
Resultado Financiero	(241)	(250)	(196)	23	(664)
Rdo. Sdades. Método Participación	41	3	-	10	54
Resultado otras Inversiones	1	2	4.075	(4.082)	(4)
Resultado Venta de Activos	-	106	9	1.276	1.391
Rdo. Antes Impuestos	1.547	340	3.914	(2.774)	3.027
Impuestos	401	138	250	(217)	572
Resultado Minoritarios	2	3	-	4	9
Resultado Neto	1.144	199	3.664	(2.561)	2.446

2004 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Ventas	5.461	1.762	75	(643)	6.655
Otros Ingresos Explotación	45	100	9	(77)	77
Aprovisionamientos y Servicios	2.937	88	9	(665)	2.369
Otros Gastos Externos	664	540	(128)	(37)	1.039
Gastos de Personal	393	441	134	25	993
Amortizaciones	628	390	24	-	1.042
Resultado Explotación	897	511	46	(32)	1.422
Resultado Financiero	(186)	(181)	743	(921)	(545)
Rdo. Sdades. Método Participación	45	1	-	11	57
Resultado otras Inversiones	23	-	407	(390)	40
Resultado Venta de Activos	-	48	23	122	193
Rdo. Antes Impuestos	779	379	1.219	(1.210)	1.167
Impuestos	166	85	103	(217)	137
Resultado Minoritarios	1	3	-	65	69
Resultado Neto	612	291	1.116	(1.058)	961

2003 (Conforme a PGC)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Comercializ.	Estr.Corp. Serv.Aj.	Neg.Eléc. Nacional
Cifra de Negocio	4.148	5.496	1.594	(661)	10.577
Otros Ingresos Explotación	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. Provisiones	(638)	(400)	(10)	(31)	(1.079)
Resultado Explotación	1.093	586	77	24	1.780
Rdos.Financieros Netos	(144)	(169)	(7)	(153)	(473)
Rdo.Particip.Consolidadas	-	1	-	6	7
Rdo.Extraordinarios Netos	(224)	441	23	140	380
Rdo. Antes Impuestos	725	859	93	17	1.694
Impuestos	(243)	(155)	(32)	(5)	(435)
Resultado Minoritarios	-	(3)	-	(49)	(52)
Resultado Neto	482	701	61	(37)	1.207

II.5. Balance de Situación del negocio de España y Portugal.

Se adjunta Balance del negocio de España y Portugal segregado por actividades a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005 (cifras en millones de euros):

31 de diciembre de 2005 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Inmovilizado	11.858	10.220	48.305	(45.088)	25.295
Inmovilizado Material	9.153	8.592	77	354	18.176
Inmuebles de Inversión	-	4	-	-	4
Activos Intangible	539	142	38	1	720
Fondo de Comercio	148	-	-	-	148
Invers. Financieras a Largo Plazo	841	379	47.696	(45.507)	3.409
Inversiones Contab. Método Particip.	273	11	-	94	378
Impuestos Diferidos	904	1.092	494	(30)	2.460
Activo Circulante	4.237	1.981	6.848	(6.991)	6.075
Inversiones Mantenidas para Venta	-	22	-	-	22
TOTAL ACTIVO	16.095	12.223	55.153	(52.079)	31.392
Patrimonio Neto	4.448	1.733	21.432	(21.047)	6.566
De la Sociedad Dominante	4.430	1.723	21.432	(21.138)	6.447
De Accionistas Minoritarios	18	10	-	91	119
Pasivo a Largo Plazo	6.051	8.359	24.355	(20.428)	18.337
Ingresos Diferidos	86	1.720	-	(7)	1.799
Provisiones a Largo Plazo	1.608	1.874	377	6	3.865
Deuda Financiera a Largo Plazo	4.008	4.374	23.853	(20.516)	11.719
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	108	293	-	6	407
Impuestos Diferidos	241	98	125	83	547
Pasivo a Corto Plazo	5.596	2.131	9.366	(10.604)	6.489
Deuda Financiera a Corto Plazo	554	205	6.832	(6.372)	1.219
Acreedores Comerciales y Otros	4.424	1.838	1.736	(2.974)	5.024
Pasivos por Impuestos	618	88	798	(1.258)	246
TOTAL PASIVO	16.095	12.223	55.153	(52.079)	31.392

31 de diciembre de 2004 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Inmovilizado	10.320	9.282	40.605	(38.265)	21.942
Inmovilizado Material	8.650	7.558	78	377	16.663
Inmuebles de Inversión	-	-	-	-	-
Activos Intangible	65	150	35	1	251
Fondo de Comercio	-	-	-	-	-
Invers. Financieras a Largo Plazo	358	368	39.430	(39.400)	756
Inversiones Contab. Método Particip.	258	32	9	1.195	1.494
Impuestos Diferidos	989	1.174	1.053	(438)	2.778
Activo Circulante	2.016	1.247	2.494	(1.401)	4.356
Inversiones Mantenidas para Venta	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVO	12.336	10.529	43.099	(39.666)	26.298
Patrimonio Neto	4.749	2.035	18.944	(18.706)	7.022
De la Sociedad Dominante	4.733	2.025	18.944	(20.296)	5.406
De Accionistas Minoritarios	16	10	-	1.590	1.616
Pasivo a Largo Plazo	5.668	6.600	20.959	(18.026)	15.201
Ingresos Diferidos	88	1.358	-	-	1.446
Provisiones a Largo Plazo	1.395	1.583	513	(22)	3.469
Deuda Financiera a Largo Plazo	3.863	3.279	20.317	(18.203)	9.256
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	115	277	-	5	397
Impuestos Diferidos	207	103	129	194	633
Pasivo a Corto Plazo	1.919	1.894	3.196	(2.934)	4.075
Deuda Financiera a Corto Plazo	37	183	2.390	(2.018)	592
Acreedores Comerciales y Otros	1.628	1.595	520	(495)	3.248
Pasivos por Impuestos	254	116	286	(421)	235
TOTAL PASIVO	12.336	10.529	43.099	(39.666)	26.298

31 de diciembre de 2003 (Conforme a PGC)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Comercializ.	Estr.Corp. Serv.Aj.	Neg.Eléc. Nacional
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
TOTAL ACTIVO	10.569	9.635	624	2.418	23.246
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
TOTAL PASIVO	10.569	9.635	624	2.418	23.246

III. NEGOCIO DEL RESTO DE EUROPA.

La producción total en 2005 de las empresas europeas no ibéricas en las que ENDESA posee participaciones alcanzó los 33.749 GWh, como resultado de los 23.362 GWh generados por ENDESA Italia y los 10.387 GWh de Snet en Francia.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de la producción de energía eléctrica:

Producción	Generación de electricidad en el resto de Europa (GWh)				
	2005	% var.	2004	% var.	2003
Hidráulica	2.292	(4,2)	2.392	43,8	1.664
Carbón	15.880	61,5	9.830	194,2	3.341
Fuelóleo	3.786	(41,6)	6.483	(46,9)	12.219
Ciclos combinados	11.766	85,6	6.338	885,7	643
Eólica	25	150,0	10	Na	-
TOTAL	33.749	34,7	25.053	32,0	18.977

En 2005 las ventas totales ascendieron a 47.221 GWh, de los cuales 30.911 GWh corresponden a ENDESA Italia, y 16.310 GWh a Snet. A su vez, las ventas a clientes de mercados liberalizados de estos dos países se situaron en 13.064 GWh en Italia y 4.694 GWh en Francia.

En 2005, ENDESA Trading gestionó un volumen total de energía de 49,46 TWh correspondiente a las operaciones comerciales con clientes italianos (9,7 TWh), con ENDESA Energía (2,7 TWh) y Snet (1,97 TWh), a contratos directos de suministro con grandes consumidores industriales, distribuidores y otros agentes, y a operaciones de importación y exportación en las interconexiones existentes entre España, Francia, Alemania, Holanda, Bélgica, Dinamarca, Italia y Eslovenia. 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 1,03 TWh.

Cuenta de Resultados y Balance de Situación del negocio en el resto de Europa.

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

IV. NEGOCIO DE LATINOAMERICA.

IV.1. Generación.

La generación total de electricidad de las empresas latinoamericanas participadas por ENDESA fue de 57.890 GWh en 2005, lo que supone un incremento del 5,1% respecto al año anterior conforme al detalle que figura en el siguiente cuadro:

	Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)				
	2005	%Var.	2004	% var.	2003
Chile	18.764	11,7	16.797	1,7	16.524
Argentina	16.154	1,7	15.884	41,7	11.208
Perú	6.895	21,9	5.655	20,8	4.683
Colombia	11.864	(0,1)	11.881	10,1	10.794
Brasil	4.213	(13,8)	4.889	49,5	3.271
TOTAL	57.890	5,1	55.106	18,6	46.480

Durante 2005, continuaron las restricciones de gas en Argentina, lo que afectó al funcionamiento de las centrales que utilizan este combustible y redujo las exportaciones de gas a Chile, lo que incidió también en la generación con gas de este país. Los efectos de estas restricciones en Argentina pudieron ser paliados parcialmente, ya que parte de las centrales térmicas de las compañías de ENDESA en este país disponen de una tecnología dual-fuel que les permite utilizar indistintamente fuel y gas.

En cuanto a Chile, la central más afectada por las restricciones de gas desde Argentina fue San Isidro I, si bien el efecto negativo de las mismas se vio compensado por la buena hidraulicidad del ejercicio y la contribución de la central hidroeléctrica de Ralco, que entró en servicio en septiembre de 2004.

La generación creció en Perú un 21,9%. Este notable incremento fue debido fundamentalmente al funcionamiento de la central de Etevensa durante todo el año con gas de Camisea en ciclo abierto, frente a sólo cuatro meses en 2004.

La disminución de la producción en Brasil fue consecuencia de la falta de disponibilidad de gas procedente de Petrobras, lo que dio lugar a un descenso del 74% de la generación de la central de Fortaleza.

IV.2. Distribución.

En 2005, la energía vendida por las empresas distribuidoras latinoamericanas participadas por ENDESA ascendió a 55.246 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):

	Ventas de Electricidad en Latinoamérica (GWh)					2003
	2005	%Var.	2004	% var.		
Chile	11.851	4,7	11.317	7,6		10.518
Argentina	14.018	5,2	13.322	5,3		12.656
Perú	4.530	6,6	4.251	7,1		3.968
Colombia	10.094	4,5	9.655	4,3		9.254
Brasil	14.753	7,1	13.769	4,9		13.130
TOTAL	55.246	5,6	52.317	5,6		49.526

Este crecimiento, que da continuidad a la favorable tendencia que viene siguiendo la demanda eléctrica en el conjunto de la región desde 2003 y que se enmarca en el proceso de superación de la crisis económica registrada en años anteriores, ha supuesto volver a alcanzar los niveles históricos de crecimiento que se habían experimentado antes de la misma.

En 2005, se produjeron diversas revisiones tarifarias de las empresas distribuidoras latinoamericanas en las que ENDESA está presente. Entre ellas, cabe citar las siguientes:

- En Argentina, la empresa Edesur firmó un acuerdo con el Gobierno para la revisión de la tarifa, que había sido convertida en pesos argentinos como consecuencia de la Ley de Emergencia de 2002 y había estado congelada. Este acuerdo ha supuesto una subida media del 28% del valor agregado de distribución (VAD) que se materializará en 2006.
- En Perú, la empresa Edelnor finalizó su proceso de revisión tarifaria, que se realiza cada cuatro años, según el cual las tarifas medias se mantendrán prácticamente iguales al periodo tarifario anterior y se incrementarán en función de la inflación hasta la siguiente fijación.
- En Brasil, se realizó la revisión anual de tarifas de la empresa Coelce, aprobándose un incremento de 23,6% que fue aplicado en su totalidad desde octubre de 2005, mes en el que el Supremo Tribunal de Justicia levantó las medidas cautelares dictadas por la Justicia del Estado de Ceará, que limitaban la subida de la tarifa al 11,1%.

Las pérdidas de energía de ENDESA en el conjunto de la región han registrado una clara mejoría, con un valor acumulado del 11,8% en 2005, frente al 11,9% de 2004.

En los cinco países latinoamericanos en los que realiza actividades de distribución, ENDESA contaba al término de 2005 con una base de unos 11,2 millones de clientes, lo que supone un incremento del 3,1% respecto del cierre de 2004, conforme al detalle que figura a continuación:

	Miles de clientes				
	2005	% var.	2004	% var.	2003
Chile	1.404	2,4	1.371	2,2	1.341
Argentina	2.165	1,2	2.139	1,0	2.117
Colombia	2.074	2,9	2.015	2,2	1.972
Perú	925	1,4	912	2,2	892
Brasil	4.654	4,6	4.449	6,9	4.160
TOTAL	11.222	3,1	10.886	3,9	10.482

Durante el año 2005, siguiendo la tendencia de ejercicios anteriores, ENDESA incrementó sustancialmente la calidad del servicio en los países en los que opera. Concretamente, el número

medio de interrupciones de suministro de sus participadas en la región fue de 7,9, un 1,3% menor que el del año 2004, y el tiempo medio de interrupción anual por cliente descendió un 8,4%, situándose en 10,2 horas anuales.

IV.3. Cuenta de Resultados del Negocio en Latinoamérica.

Se adjunta la Cuenta de Resultados del negocio en Latinoamérica por actividades a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005 (cifras en millones de euros):

2005 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Ventas	2.284	3.419	10	(564)	5.149
Otros Ingresos Explotación	13	57	7	6	83
Aprovisionamientos y Servicios	1.063	2.048	-	(577)	2.534
Otros Gastos Externos	122	249	-	58	429
Gastos de Personal	75	187	24	51	337
Amortizaciones	270	221	2	9	502
Resultado Explotación	782	677	(87)	4	1.376
Resultado Financiero	(300)	(153)	(70)	(1)	(524)
Rdo. Sdades. Método Participación	26	-	(6)	(16)	4
Resultado otras Inversiones	(7)	-	58	(45)	6
Resultado Venta de Activos	5	(1)	17	(10)	11
Rdo. Antes Impuestos	506	523	(88)	(68)	873
Impuestos	52	140	42	(120)	114
Resultado Minoritarios	157	77	-	214	448
Resultado Neto	297	306	(130)	(162)	311

2004 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Ventas	1.947	2.862	5	(517)	4.297
Otros Ingresos Explotación	(11)	50	1	20	60
Aprovisionamientos y Servicios	816	1.839	-	(478)	2.177
Otros Gastos Externos	125	279	64	(77)	391
Gastos de Personal	57	164	20	44	285
Amortizaciones	216	248	1	3	468
Resultado Explotación	722	400	(79)	11	1.054
Resultado Financiero	(270)	(148)	(150)	28	(540)
Rdo. Sdades. Método Participación	14	-	3	(5)	12
Resultado otras Inversiones	-	-	-	-	-
Resultado Venta de Activos	8	-	-	(6)	2
Rdo. Antes Impuestos	474	252	(226)	28	528
Impuestos	89	69	(61)	4	101
Resultado Minoritarios	159	16	-	129	304
Resultado Neto	226	167	(165)	(105)	123

2003 (Conforme a PGC)	Millones de euros					
	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)
Resultado Explotación	552	521	(71)	57	12	1.071
Rdos.Financieros Netos	4	(39)	(165)	-	-	(200)
Rdo.Particip.Consolidadas	3	-	15	-	-	18
Rdo.Extraordinarios Netos	(5)	(96)	10	3	(12)	(100)
Rdo. Antes Impuestos	551	365	(358)	60	-	618
Impuestos	(59)	(76)	64	(8)	-	(79)
Resultado Minoritarios	(356)	(87)	(12)	-	-	(455)
Resultado Neto	136	202	(306)	52	-	84

IV.4. Balance de Situación del Negocio en Latinoamérica.

Se adjunta Balance del negocio en Latinoamérica segregado por actividades a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005 (cifras en millones de euros):

31 de diciembre de 2005 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Inmovilizado	5.199	5.189	8.739	(4.372)	14.755
Inmovilizado Material	6.800	3.720	22	23	10.565
Inmuebles de Inversión	-	-	-	67	67
Activos Intangible	26	42	1	-	69
Fondo de Comercio	140	382	1.476	661	2.659
Invers. Financieras a Largo Plazo	388	724	3.426	(3.964)	574
Inversiones Contab. Método Particip.	(2.434)	-	3.720	(1.119)	167
Impuestos Diferidos	279	321	94	(40)	654
Activo Circulante	1.163	1.237	259	(278)	2.381
Inversiones Mantenidas para Venta	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVO	6.362	6.426	8.998	(4.650)	17.136
Patrimonio Neto	883	2.448	6.768	(3.172)	6.927
De la Sociedad Dominante	(434)	2.316	6.768	(5.486)	3.164
De Accionistas Minoritarios	1.317	132	-	2.314	3.763
Pasivo a Largo Plazo	4.066	2.757	1.795	(1.029)	7.589
Ingresos Diferidos	4	116	5	(10)	115
Provisiones a Largo Plazo	220	493	148	29	890
Deuda Financiera a Largo Plazo	3.172	1.816	1.620	(1.130)	5.478
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	44	104	-	(26)	122
Impuestos Diferidos	626	228	22	108	984
Pasivo a Corto Plazo	1.413	1.221	435	(449)	2.620
Deuda Financiera a Corto Plazo	725	340	320	(177)	1.208
Acreedores Comerciales y Otros	441	674	114	(281)	948
Pasivos por Impuestos	247	207	1	9	464
TOTAL PASIVO	6.362	6.426	8.998	(4.650)	17.136

31 de diciembre de 2005 (Conforme a NIIF)	Millones de euros				
	Generación	Distribución	Estructura Corporativa	Ajustes y Otros	Total
Inmovilizado	6.405	4.055	5.980	(4.054)	12.386
Inmovilizado Material	5.744	2.926	18	27	8.715
Inmuebles de Inversión	-	-	-	58	58
Activos Intangible	22	35	1	-	58
Fondo de Comercio	113	305	1.211	420	2.049
Invers. Financieras a Largo Plazo	210	623	1.174	(1.508)	499
Inversiones Contab. Método Particip.	140	-	3.447	(3.002)	585
Impuestos Diferidos	176	166	129	(49)	422
Activo Circulante	1.031	1.283	362	(376)	2.300
Inversiones Mantenidas para Venta	-	-	-	-	-
TOTAL ACTIVO	7.436	5.338	6.342	(4.430)	14.686
Patrimonio Neto	2.735	2.190	2.951	(3.071)	4.805
De la Sociedad Dominante	1.467	2.051	2.951	(4.814)	1.655
De Accionistas Minoritarios	1.268	139	-	1.743	3.150
Pasivo a Largo Plazo	3.805	2.317	3.169	(1.039)	8.252
Ingresos Diferidos	3	79	7	(9)	80
Provisiones a Largo Plazo	172	361	153	(15)	671
Deuda Financiera a Largo Plazo	3.084	1.617	2.992	(1.115)	6.578
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	34	71	-	(5)	100
Impuestos Diferidos	512	189	17	105	823
Pasivo a Corto Plazo	896	831	222	(320)	1.629
Deuda Financiera a Corto Plazo	569	397	136	(450)	652
Acreedores Comerciales y Otros	213	332	82	129	756
Impuestos Diferidos	114	102	4	1	221
TOTAL PASIVO	7.436	5.338	6.342	(4.430)	14.686

31 de diciembre de 2003 (Conforme a PGC)	Millones de euros					
	Generación	Distribución	Estructura Corp.	Otras Activ.	Ajustes	Neg.Eléc. Latam
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
TOTAL ACTIVO	6.692	4.035	11.435	236	(7.405)	14.993
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
TOTAL PASIVO	6.692	4.035	11.435	236	(7.405)	14.993

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.

El 8 de noviembre de 2005 se produjo la formalización, una vez obtenida la aprobación de las autoridades comunitarias, de la venta de la participación del 27,7% en el capital del operador de telecomunicaciones Auna a France Telecom España, S.A. por 2.221 millones de euros, obteniendo una plusvalía de 1.115 millones de euros después de impuestos tal y como queda reflejado en el epígrafe de "Resultado en venta de activos" de la Cuenta de Resultados Consolidada correspondiente al ejercicio 2005 (véase Apartado 20.1. Información histórica).

- 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.**

No aplicable.

- 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.

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 2003, 2004 y 2005 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, 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, La principal sociedad participada por ENDESA Internacional es Enersis, sobre la que adquirió el control en 1999.

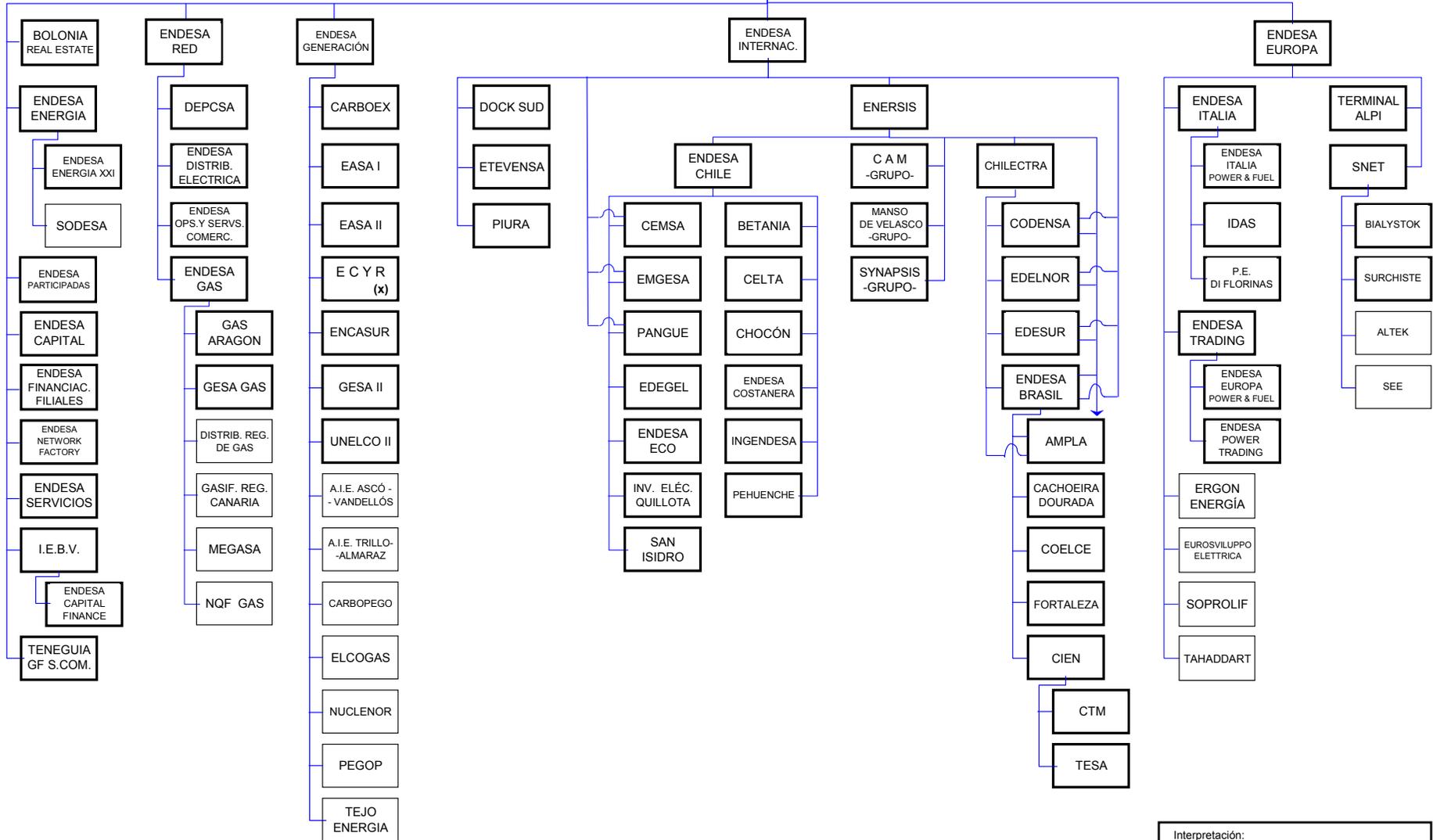
Enersis es una sociedad holding radicada en Chile que posee participaciones en sociedades generadoras y distribuidoras de electricidad en cinco países latinoamericanos. Sus principales sociedades participadas, directa o indirectamente, son: ENDESA Chile (generación en Chile con participaciones en otras empresas generadoras), Chilectra (distribuidora en Chile con participaciones en otras empresas distribuidoras de electricidad latinoamericanas), Edesur (distribución en Argentina), Costanera y El Chocón (generación en Argentina), Cien (interconexión entre Argentina y Brasil), ENDESA Fortaleza y Cachoeira Dourada (generación en Brasil), Ampla y Coelce (distribución en Brasil), Emgesa (generación en Colombia), Codensa (distribución en Colombia), Edegel (generación en Perú) y Edelnor (distribución en Perú).

- **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.

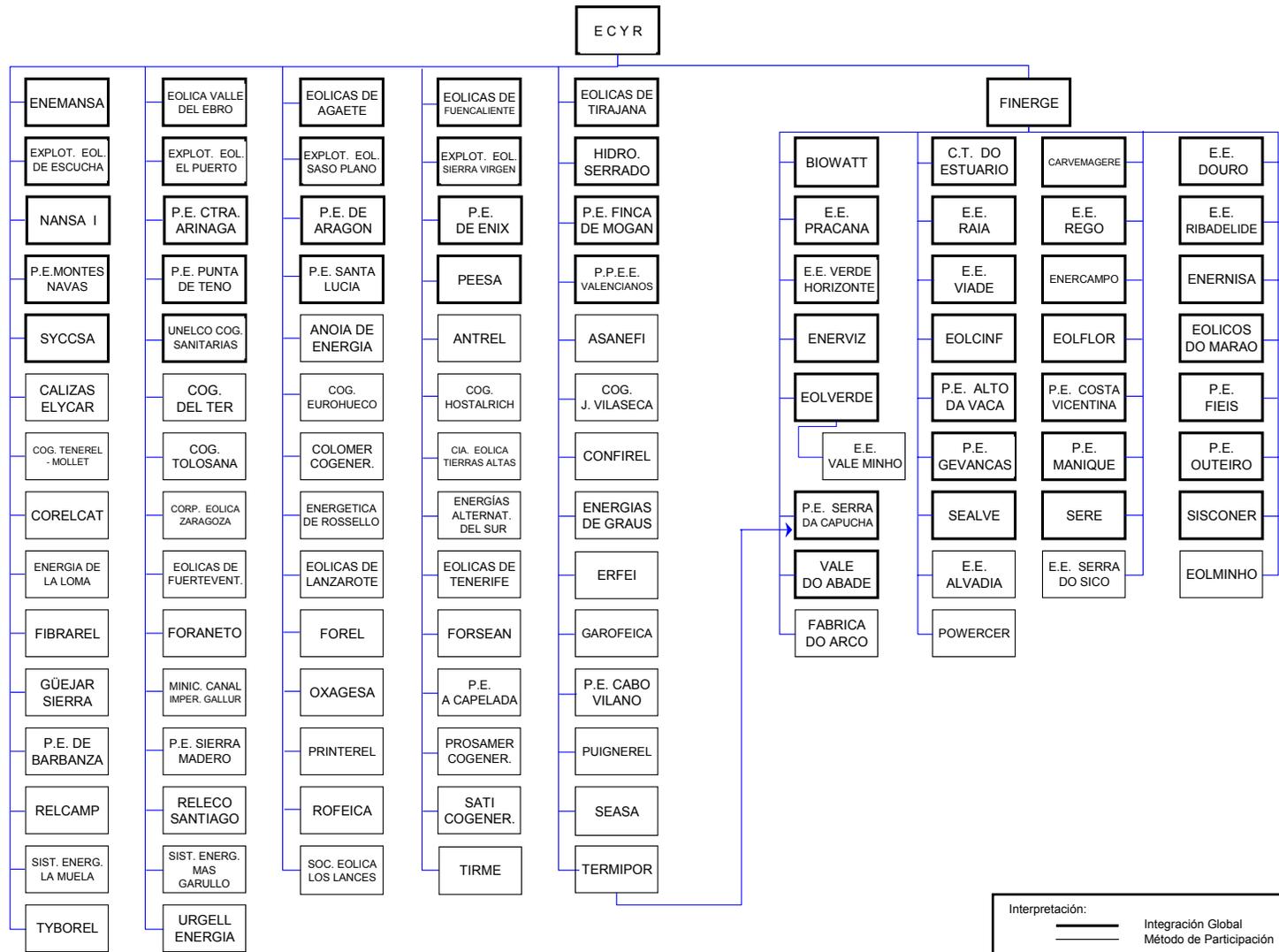
Tras la nueva organización implantada por ENDESA en julio de 2004, esta sociedad tiene como actividades fundamentales la definición de las políticas sobre compras corporativas, la gestión de los contratos de proveedores globales y de los sistemas de información y telecomunicaciones, la gestión del patrimonio,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

A continuación se detalla mapa societario en el que se recoge, en forma gráfica, la situación a 31 de diciembre de 2005.



Interpretación:
 — Integración Global
 — Método de Participación

(x) Detalle del Grupo ECYR en hoja anexa



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.

A 31 de diciembre de 2005, las principales sociedades que componen el Grupo ENDESA son las que figuran a continuación:

Sociedad	% Participación		País	Actividad
	Control	Económico		
España y Portugal				
ENDESA Generación, S.A.	100,00	100,00	España	Generación de energía eléctrica
Carboex, S.A.	100,00	100,00	España	Generación de energía eléctrica
Gas y Electricidad Generación, S.A.U.	100,00	100,00	España	Generación de energía eléctrica
Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U.	100,00	100,00	España	Generación de energía eléctrica
ENDESA Red, S.A.	100,00	100,00	España	Actividades de distribución
ENDESA Distribución Eléctrica, S.L	100,00	100,00	España	Distribución de energía eléctrica a tarifa
ENDESA Operaciones y Servicios Comerciales, S.L.	100,00	100,00	España	Prestación de servicios comerciales
ENDESA Energía, S.A.U.	100,00	100,00	España	Comercialización de productos energéticos
ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A. (ECyR)	100,00	100,00	España	Cogeneración y energías renovables
Finerge – Gesto de Proyectos Energéticos, S.A.	100,00	100,00	Portugal	Cogeneración y energías renovables
ENDESA Gas, S.A.U.	100,00	100,00	España	Producción, distribución y comercialización de gas
ENDESA Servicios, S.L.	100,00	100,00	España	Prestación de servicios a empresas
Europa				
ENDESA Europa, S.L.	100,00	100,00	España	Actividad de Endesa en Europa
ENDESA Italia, S.p.A.	80,00	80,00	Italia	Generación de energía eléctrica
Société Nationale d'Electricité et de Thermique, S.A. (Snet)	65,00	65,00	Francia	Generación de energía eléctrica
Latinoamérica				
ENDESA Internacional , S.A.	100,00	100,00	España	Actividad internacional del Grupo Endesa
Energis, S.A.	60,62	60,62	Chile	Generación y distribución eléctrica
Empresa Distribuidora Sur, S.A. (Edesur)	99,45	45,69	Argentina	Distribución y comercialización energía eléctrica
Chilectra, S.A.	98,25	59,57	Chile	Distribución y venta de energía eléctrica
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A. (Edelnor)	60,00	38,26	Perú	Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica
Codensa, S.A.	48,48	43,95	Colombia	Distribución y comercialización de energía eléctrica
ENDESA Chile	59,98	36,36	Chile	Ciclo completo de energía eléctrica
Empresa Eléctrica Pehuenche, S.A.	92,65	33,69	Chile	Ciclo completo de energía eléctrica
Central Hidroeléctrica de Betania, S.A.	85,62	31,13	Colombia	Generación de energía eléctrica
Edegel, S.A.	63,56	13,78	Perú	Generación y comercialización de energía eléctrica
Empresa Generadora de Energía Eléctrica, S.A. (Emgesa)	48,48	35,62	Colombia	Generación de energía eléctrica
ENDESA Brasil, S.A.	100,00	60,98	Brasil	Sociedad holding
Companhia de Interconexao Energética, S.A. (Cien)	100,00	60,98	Brasil	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica
Ampla Energia e Serviços, S.A. (Ampla)	91,93	55,57	Brasil	Producción, transporte y distribución de electricidad
Companhia energética do Ceará, S.A. (Coelce)	58,86	34,78	Brasil	Ciclo completo de energía eléctrica

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.

Los cuadros que figuran a continuación muestran el detalle del inmovilizado material de ENDESA en los tres últimos ejercicios:

	Inmovilizado material en explotación				
	31 de diciembre de 2005				
	Millones de euros				
	Coste	Amortización Acumulada	Valor neto	Inmovilizado en curso	Total Inmovilizado
Terrenos y construcciones	2.447	(1.075)	1.372	17	1.389
Instalaciones de generación eléctrica:	35.576	(19.238)	16.338	1.735	18.073
Centrales hidráulicas	11.841	(5.232)	6.609	148	6.757
Centrales carbón/fuel	12.146	(8.452)	3.694	564	4.258
Centrales nucleares	8.213	(5.031)	3.182	60	3.242
Centrales de ciclo combinado	2.629	(296)	2.333	609	2.942
Renovables	747	(227)	520	354	874
Instalaciones de transporte y distribución:	18.855	(8.056)	10.799	1.459	12.258
Alta tensión	2.302	(858)	1.444	205	1.649
Baja y media tensión	14.568	(6.103)	8.465	1.144	9.609
Equipos de medida y telecontrol	1.626	(912)	714	54	768
Otras instalaciones	359	(183)	176	56	232
Otro inmovilizado	1.687	(1.186)	501	92	593
TOTAL	58.565	(29.555)	29.010	3.303	32.313

	Inmovilizado material en explotación				
	31 de diciembre de 2004				
	Millones de euros				
	Coste	Amortización Acumulada	Valor neto	Inmovilizado en curso	Total Inmovilizado
Terrenos y construcciones	2.349	(1.017)	1.332	7	1.339
Instalaciones de generación eléctrica:	33.191	(17.879)	15.312	1.311	16.623
Centrales hidráulicas	10.628	(4.523)	6.105	134	6.239
Centrales carbón/fuel	11.829	(8.127)	3.702	238	3.940
Centrales nucleares	8.130	(4.890)	3.240	58	3.298
Centrales de ciclo combinado	2.011	(180)	1.831	669	2.500
Renovables	593	(159)	434	212	646
Instalaciones de transporte y distribución:	16.648	(7.128)	9.520	882	10.402
Alta tensión	1.631	(586)	1.045	162	1.207
Baja y media tensión	13.328	(5.374)	7.954	627	8.581
Equipos de medida y telecontrol	1.358	(803)	555	43	598
Otras instalaciones	331	(365)	(34)	50	16
Otro inmovilizado	1.614	(1.205)	409	137	546
TOTAL	53.802	(27.229)	26.573	2.337	28.910

	Inmovilizado material en explotación						Saldo al 31/12/2005
	Millones de euros						
	Saldo al 31/12/2004	Incorpor./ Reducciones sociedades	Inversiones	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	
Terrenos y construcciones	2.349	-	70	(16)	3	41	2.447
Instalaciones de generación eléctrica:	33.191	98	233	(190)	696	1.548	35.576
Centrales hidráulicas	10.628	-	25	(2)	(97)	1.287	11.841
Centrales carbón/fuel	11.829	(3)	95	(166)	260	131	12.146
Centrales nucleares	8.130	-	11	(22)	94	-	8.213
Centrales de ciclo combinado	2.011	-	63	-	425	130	2.629
Renovables	593	101	39	-	14	-	747
Instalaciones de transporte y distribución:	16.648	-	10	(53)	1.309	941	18.855
Alta tensión	1.631	-	2	(8)	358	319	2.302
Baja y media tensión	13.328	-	5	(28)	718	545	14.568
Equipos de medida y telecontrol	1.358	-	3	(17)	222	60	1.626
Otras instalaciones	331	-	-	-	11	17	359
Otro inmovilizado	1.614	(2)	29	(46)	7	85	1.687
TOTAL	53.802	96	342	(305)	2.015	2.615	58.565

	Inmovilizado material en curso						
	Millones de euros						
	Saldo al 31/12/2004	Incorpor./ Reducciones sociedades	Inversiones	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo al 31/12/2005
Terrenos y construcciones	7	-	37	-	(27)	-	17
Instalaciones de generación eléctrica:	1.311	10	1.061	(6)	(652)	11	1.735
Centrales hidráulicas	134	-	65	(4)	(57)	10	148
Centrales carbón/fuel	238	(4)	413	-	(84)	1	564
Centrales nucleares	58	-	72	-	(70)	-	60
Centrales de ciclo combinado	669	-	375	-	(435)	-	609
Renovables	212	14	136	(2)	(6)	-	354
Instalaciones de transporte y distribución:	882	-	1.769	-	(1.253)	61	1.459
Alta tensión	162	-	152	-	(125)	16	205
Baja y media tensión	627	-	1.383	-	(901)	35	1.144
Equipos de medida y telecontrol	43	-	112	-	(106)	5	54
Otras instalaciones	50	-	122	-	(121)	5	56
Otro inmovilizado	137	-	49	-	(101)	7	92
TOTAL	2.337	10	2.916	(6)	(2.033)	79	3.303

	Amortización acumulada						
	Millones de euros						
	Saldo al 31/12/2004	Incorpor./ Reducciones sociedades	Dotación(*)	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo al 31/12/2005
Terrenos y construcciones	(1.017)	-	(58)	4	-	(4)	(1.075)
Instalaciones de generación eléctrica:	(17.879)	(6)	(974)	167	(3)	(542)	(19.238)
Centrales hidráulicas	(4.523)	-	(273)	1	26	(463)	(5.232)
Centrales carbón/fuel	(8.127)	6	(401)	155	(26)	(58)	(8.452)
Centrales nucleares	(4.890)	-	(152)	11	-	-	(5.031)
Centrales de ciclo combinado	(180)	-	(102)	-	7	(21)	(296)
Renovables	(159)	(12)	(46)	-	(10)	-	(227)
Instalaciones de transporte y distribución:	(7.128)	-	(583)	37	(33)	(349)	(8.056)
Alta tensión	(586)	-	(81)	5	(85)	(111)	(858)
Baja y media tensión	(5.374)	-	(404)	18	(133)	(210)	(6.103)
Equipos de medida y telecontrol	(803)	-	(84)	14	(22)	(17)	(912)
Otras instalaciones	(365)	-	(14)	-	207	(11)	(183)
Otro inmovilizado	(1.205)	2	(51)	39	56	(28)	(1.186)
TOTAL	(27.229)	(4)	(1.666)	247	20	(923)	(29.555)

(*) Adicionalmente, durante el ejercicio 2005 se han registrado pérdidas por deterioro por importe de 26 millones de euros.

	Inmovilizado material en explotación						
	Millones de euros						
	Saldo al 1/1/2004	Incorpor./ Reducciones sociedades	Inversiones	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo al 31/12/2004
Terrenos y construcciones	1.947	289	59	(25)	66	13	2.349
Instalaciones de generación eléctrica:	30.538	1.557	302	(311)	1.049	56	33.191
Centrales hidráulicas	9.937	-	70	(3)	547	77	10.628
Centrales carbón/fuel	10.310	1.512	90	(288)	212	(7)	11.829
Centrales nucleares	8.098	-	10	(7)	29	-	8.130
Centrales de ciclo combinado	1.561	-	125	(12)	352	(15)	2.011
Renovables	632	45	7	(1)	(91)	1	593
Instalaciones de transporte y distribución:	15.640	-	107	(97)	973	25	16.648
Alta tensión	1.503	-	72	(11)	79	(12)	1.631
Baja y media tensión	12.562	-	32	(81)	775	40	13.328
Equipos de medida y telecontrol	1.246	-	3	(3)	115	(3)	1.358
Otras instalaciones	329	-	-	(2)	4	-	331
Otro inmovilizado	1.507	11	29	(21)	102	(14)	1.614
TOTAL	49.632	1.857	497	(454)	2.190	80	53.802

	Inmovilizado material en curso						
	Millones de euros						
	Saldo al 1/1/2004	Incorpor./ Reducciones sociedades	Inversiones	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo al 31/12/2004
Terrenos y construcciones	15	-	24	-	(32)	-	7
Instalaciones de generación eléctrica:	1.689	30	761	(5)	(1.164)	-	1.311
Centrales hidráulicas	689	-	50	(2)	(604)	1	134
Centrales carbón/fuel	131	26	204	-	(121)	(2)	238
Centrales nucleares	60	-	47	-	(49)	-	58
Centrales de ciclo combinado	762	-	297	(3)	(388)	1	669
Renovables	47	4	163	-	(2)	-	212
Instalaciones de transporte y distribución:	679	-	1.211	(1)	(1.001)	(6)	882
Alta tensión	163	-	90	-	(89)	(2)	162
Baja y media tensión	431	-	957	(1)	(762)	2	627
Equipos de medida y telecontrol	35	-	107	-	(99)	-	43
Otras instalaciones	50	-	57	-	(51)	(6)	50
Otro inmovilizado	78	3	80	(2)	(24)	2	137
TOTAL	2.461	33	2.076	(8)	(2.221)	(4)	2.337

	Amortización acumulada						
	Millones de euros						
	Saldo al 1/1/2004	Incorpor./ Reducciones sociedades	Dotación (*)	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo al 31/12/2004
Terrenos y construcciones	(841)	(150)	(47)	13	(1)	9	(1.017)
Instalaciones de generación eléctrica:	(16.431)	(866)	(873)	264	25	2	(17.879)
Centrales hidráulicas	(4.310)	3	(215)	2	2	(5)	(4.523)
Centrales carbón/fuel	(7.045)	(860)	(400)	257	(81)	2	(8.127)
Centrales nucleares	(4.743)	-	(151)	4	-	-	(4.890)
Centrales de ciclo combinado	(110)	3	(78)	-	-	5	(180)
Renovables	(223)	(12)	(29)	1	104	-	(159)
Instalaciones de transporte y distribución:	(6.654)	-	(571)	78	29	(10)	(7.128)
Alta tensión	(530)	-	(67)	10	-	1	(586)
Baja y media tensión	(5.077)	-	(356)	41	21	(3)	(5.374)
Equipos de medida y telecontrol	(755)	-	(74)	23	1	2	(803)
Otras instalaciones	(292)	-	(74)	4	7	(10)	(365)
Otro inmovilizado	(1.156)	(5)	(45)	18	(19)	2	(1.205)
TOTAL	(25.082)	(1.021)	(1.536)	373	34	3	(27.229)

(*) Adicionalmente, durante el ejercicio 2004 se han registrado pérdidas por deterioro por importe de 57 millones de euros.

I. NEGOCIO DE ESPAÑA Y PORTUGAL.

I.1. Potencia instalada en Régimen Ordinario.

Al término del ejercicio 2005, su potencia total instalada era de 21.409 MW, cifra que, al contrario de lo que sucedió en 2004, no incluye Nuclenor pues esta empresa no consolida en ENDESA por integración global, de los cuales 17.463 MW se hallaban en el sistema eléctrico peninsular y los 3.946 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 25,1% a centrales hidroeléctricas, el 24,8% a centrales convencionales de fuel-gas, el 15,9% a centrales nucleares y el 5,5% 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					
	2005		2004		2003	
	MW	%	MW	%	MW	%
Térmica Convencional	12.632	58,3	12.884	58,9	12.598	58,3
Nuclear	3.642	16,8	3.637	16,6	3.637	16,8
Hidroeléctrica	5.379	24,8	5.368	24,5	5.367	24,8
TOTAL	21.653	100,0	21.889	100,0	21.602	100,0

A continuación, se muestra detalle del parque de generación de ENDESA en España a 31 de diciembre de 2005:

Descripción	Localidad	Tipo de Comb.	Nº de Grupos	Potencia Total (MW)	ENDESA (%)	Potencia ENDESA (MW)
SISTEMA PENINSULAR CONVENCIONALES						
Carbón						
Compostilla	León	H-A	4	1.199,6	100,0	1.199,6
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	-	-	15	5.861,1	-	5.617,6
Fuel-Gas Convencional						
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
Total Fuel-Gas	-	-	9	3.069,1	-	3.069,1
Total Térmica Convencional	-	-	24	8.930,2	-	8.686,7
Nucleares						
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	353,4
Almaraz II	Cáceres	N	1	982,6	36,0	355,7
Trillo (*)	Guadalajara	N	1	1.067,5	1,0	10,7
Total Térmica Nuclear	-	-	7	6.649,8	-	3.641,0
Hidroeléctrica						
Hidráulica Convencional						
UPH Noroeste	-	H	31	733,2	100,0	744,3
UPH Ebro-Pirineos						
U. Territorial Pont de Suert	-	H	51	709,2	100,0	709,2
U. Territorial Zaragoza	-	H	64	586,0	100,0	586,0
U. Territorial Lleida	-	H	64	1.246,3	100,0	1.246,3
UPH Sur						
U. Territorial Córdoba	-	H	47	403,7	100,0	391,1
U. Territorial Antequera	-	H	53	279,7	100,0	292,4
Generación con Bombeo						
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
Total Hidroeléctrica	-	-	-	5.378,7	-	5.378,7
TOTAL PENINSULAR	-	-	-	20.958,7	-	17.706,4
SISTEMA EXTRAPENINSULAR						
BALEARES						
Carbón						
Alcudia	Mallorca	CI	4	510,0	100,0	510,0
Fuel-Gas						

Alcudia	Mallorca	G	2	75,0	100,0	75,0
Son Reus	Mallorca	G	10	612,8	100,0	612,8
Mahon	Menorca	F-G	6	169,5	100,0	169,5
Ibiza	Ibiza	F-G	17	257,5	100,0	257,5
Formentera	Formentera	G	1	14,0	100,0	14,0
Total Baleares	-	-	-	1.638,8	-	1.638,8
CANARIAS						
Fuel-Gas						
Jinamar	Gran Canaria	F-G	13	415,6	100,0	415,6
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	7	461,0	100,0	461,0
Candelaria	Tenerife	F-G	10	288,2	100,0	288,2
Granadilla	Tenerife	F-G	8	513,5	100,0	513,5
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	185,1	100,0	185,1
El Palmar	La Gomera	D	8	22,8	100,0	22,8
Llanos Blancos	El Hierro	D	8	11,0	100,0	11,0
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
Total Canarias	-	-	-	2.201,4	-	2.201,4
CEUTA Y MELILLA						
Ceuta	Ceuta	F-D	6	45,9	100,0	45,9
Melilla	Melilla	F-G	7	60,1	100,0	60,1
Total Ceuta y Melilla	-	-	-	106,0	-	106,0
TOTAL INSULAR-EXTRAP.	-	-	-	3.946,2	-	3.946,2
TOTAL NACIONAL G.ENDESA	-	-	-	24.904,8	-	21.652,6

(*) Según criterios NIIF, las potencias de Garoña y Trillo no consolidan.

Este nivel de diversificación le permite estar a cubierto frente a los períodos de baja hidráulica que son habituales en el sistema eléctrico español. Por otro lado, como se puso de manifiesto en 2005, las cuencas en las que se hallan ubicadas las centrales hidroeléctricas de ENDESA se ven menos afectadas por los descensos generales de la pluviosidad que aquéllas donde tienen sus centrales otras compañías, por lo que la producción hidroeléctrica de la Compañía muestra una mayor estabilidad.

Además, la potencia termoeléctrica convencional de ENDESA es capaz de incrementar sustancialmente su producción y, por consiguiente, su cuota de mercado con unos costes de combustible menores que los de sus competidores.

En definitiva, la dimensión, estructura y ubicación del parque de centrales de ENDESA le permite gozar de una clara ventaja competitiva.

Por lo que se refiere al uso de gas natural, la Compañía sumaba al término del ejercicio una potencia total de 1.191 MW, a la que se añadirán otros 3.200 MW a lo largo del período 2006-2009, lo que sitúa a ENDESA en un lugar destacado en el desarrollo en España de una tecnología que supone una interesante contribución a la reducción de emisiones de gases contaminantes y a la eficiencia energética.

Por otro lado, las centrales térmicas convencionales de ENDESA mantuvieron en 2005 su activa participación en los mercados de regulación secundaria, en los que se optimizan en tiempo real las desviaciones entre generación y demanda. Estas actuaciones fueron posibles merced al funcionamiento de las instalaciones de desulfuración de gases de combustión que posee la Empresa y que permiten compatibilizar el uso de combustibles competitivos con una importante mejora del impacto medioambiental.

En 2005 ENDESA incorporó a su parque de producción en régimen ordinario 310,83 MW, en su mayor parte en centrales de ciclo combinado y grupos diesel.

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

	Descripción
Sistema Peninsular	<ul style="list-style-type: none"> • En el mes de agosto de 2005 se iniciaron las obras de construcción de la central de ciclo combinado de As Pontes (A Coruña), de 813 MW, ubicado en el emplazamiento de la central térmica del mismo nombre. Su fecha de puesta en servicio está prevista para el año 2007. • Se ejecutó la transformación a carbón importado del grupo 4 de la central térmica de As Pontes que entró en operación en julio de 2005. Además, se inició la transformación del grupo 3, cuya operación comercial está prevista para el año 2006. • Se alcanzó la fase final de construcción de la central de ciclo combinado de Cristóbal Colón de 387 MW, en Huelva, cuya entrada en servicio se prevé para los primeros meses de 2006. • En agosto, se presentó ante las Autoridades la documentación necesaria para obtener las Autorizaciones Sustantivas correspondientes a la central térmica de ciclo combinado Besós 5, de 800 MW, en el emplazamiento de la central térmica del mismo nombre en Sant Adrià de Besòs (Barcelona). • En diciembre, se firmó la ejecución del proyecto de Ampliación del Puerto Exterior de El Ferrol, en la Coruña. • Continuó la ejecución de las plantas de desulfuración de los grupos térmicos 4 y 5 de la central Compostilla II, en León, y se contrató la ejecución de la desulfuración de la central térmica de Los Barrios, en Cádiz, necesaria para el cumplimiento de la Directiva medioambiental sobre Grandes Instalaciones de Combustión de la Unión Europea. • Prosiguieron las actuaciones necesarias para la reducción de emisiones de NOx en unidades térmicas de centrales de carbón, en cumplimiento de la Directiva medioambiental citada anteriormente. Las actuaciones contemplan la instalación de quemadores de bajo NOx y la organización de la combustión.
Baleares	<ul style="list-style-type: none"> • En abril, entró en operación la turbina de vapor de 75 MW de la central térmica de ciclo combinado de Son Reus II (Mallorca). • Se inició la construcción del ciclo combinado de Ca's Tresorer 1 (Mallorca), de 229 MW,. La entrada en servicio de las dos turbinas de gas en ciclo abierto, de 150 MW de potencia total, está prevista para 2006. • En junio, entró en servicio en la central de Ibiza una turbina de gas de 25 MW procedente de la central de Son Molines,(Mallorca). • Se inició el proyecto de instalación de dos grupos diesel de 18 MW de potencia unitaria en la central de Ibiza, cuya entrada en servicio se prevé para 2007. • En febrero, se contrató la ejecución del proyecto de desulfuración de los grupos térmicos 1 y 2 de la central Alcudia (Mallorca) y continuaron las actuaciones necesarias para la reducción de las emisiones de NOx de la misma central.
Canarias	<ul style="list-style-type: none"> • En noviembre, se puso en servicio en la central térmica de Granadilla, situada en la isla de Tenerife, la turbina de vapor de 75 MW del primer ciclo combinado situado en ese emplazamiento. • Continuaron los trabajos de instalación de las turbinas de gas de Guía de Isora, de 45 MW, en el emplazamiento de la Subestación del mismo nombre, en la isla de Tenerife, cuya puesta en servicio está prevista para 2006. • En mayo, entró en servicio la turbina de vapor de 75 MW del ciclo combinado de 227 MW Barranco de Tirajana 1, en la isla de Gran Canaria. Además, en marzo se inició la construcción del segundo ciclo combinado en el mismo emplazamiento. La puesta en servicio de dos turbinas de gas en ciclo abierto, con una potencia total de 150 MW, está prevista para 2006. • En la central diesel de Punta Grande, en la isla de Lanzarote, se inició la puesta en marcha de dos grupos diesel, de 18 MW de potencia unitaria cada uno, para su puesta en servicio a lo largo del año 2006. • En la central diesel de Las Salinas, en la isla de Fuerteventura, entraron en servicio en julio y septiembre, respectivamente, dos grupos diesel de 18 MW de potencia unitaria. • En la central diesel de Los Guinchos, en la isla de La Palma, se iniciaron los trabajos de montaje de dos grupos diesel, de 12 MW de potencia unitaria, para su puesta en servicio en 2006. • En la central diesel de El Palmar, en la isla de La Gomera, entraron en servicio en los meses de abril y junio, respectivamente, dos grupos diesel de 3,5 MW de potencia unitaria y se inició el proyecto de instalación de un grupo diesel de 3,5 MW, que está previsto que entre en servicio en el año 2006. • En los meses de octubre y diciembre, se pusieron en servicio dos grupos diesel de 2 MW de potencia unitaria en la central de Llanos Blancos, en la isla del Hierro.
Ceuta y Melilla	<ul style="list-style-type: none"> • Se demolieron los grupos 7 y 8 de la central diesel de Melilla y comenzó el proyecto de instalación en ella de un grupo diesel de 18 MW, con el objetivo de realizar su puesta en servicio en el año 2006. • Se encuentra en fase de puesta en marcha la instalación de un grupo diesel de 18 MW en la central de Ceuta, con fecha de puesta en servicio prevista para el año 2006.

I.2. 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 (en adelante, "ECyR").

Al término de 2005, las instalaciones de cogeneración y energías renovables en servicio o explotación en las que participa ENDESA en España totalizaban una potencia de 2.129 MW, de los cuales 1.844 MW corresponden a energías renovables y 457 MW a cogeneración y tratamiento de residuos. Asimismo, la Compañía participa en instalaciones de cogeneración y energías renovables en Portugal, en explotación o construcción, que suman una potencia de 289 MW al cierre de 2005 de ellos 169 MW en energías renovables y 120 MW en cogeneración. Por último, ECyR participa también en instalaciones de cogeneración en Colombia y Méjico que suman 36 MW.

La producción de electricidad de ENDESA con instalaciones de cogeneración y energías renovables en España, derivada de su integración contable, ascendió a 2.120 GWh en 2005. De ellos, 1.499 GWh correspondieron a energía eólica, 518 GWh a minihidráulica y los 103 GWh restantes, a cogeneración y otros.

Durante el año 2005, la Empresa puso en funcionamiento las siguientes instalaciones de energías renovables: Parque Eólico de Valpardo en Castilla y León, de 21,25 MW; Parque Eólico de Saso Plano en Aragón, de 39,2 MW; Minicentral Hidroeléctrica Aitona en Cataluña, de 4,95 MW. Además, ECyR adquirió el 100% del capital social de la compañía portuguesa Finerge Gestao de Proyectos Energéticos, S.A. (Finerge), sociedad cabecera de un "holding" que explota parques eólicos y plantas de cogeneración en Portugal, cuya potencia consolidada en 2005 asciende a 107 MW.

Por otra parte, la empresa vendió a lo largo de 2005 la participación del 7,3% que tenía en la sociedad kW Tarifa, poseedora de 29,7 MW eólicos, y el 99% de Electromariola, sociedad propietaria de una planta de cogeneración de 5,7 MW. Además, se procedió a la liquidación de la sociedad Covitrel, en la que ECyR tenía una participación del 30%, equivalente a 3,9 MW.

Al término del año 2005, la participación de ENDESA en la producción total del régimen especial en España era del 11,84%: 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 63%, lo que le proporciona una potencia atribuible de 1.349 MW, calculada en función del porcentaje que posee ENDESA en cada una de sus participadas.

Por tecnologías, dicha participación se desglosa como sigue:

	Descripción
Energía eólica	Al término de 2005, ENDESA participaba en España en instalaciones que sumaban 1.131 MW en funcionamiento y 412 MW en construcción, lo que le proporciona una cuota del 15,42% en el conjunto del mercado español de esta tecnología. La participación media de ENDESA en estos parques eólicos es del 75%.
Centrales minihidráulicas	Al cierre del ejercicio 2005, ENDESA participaba en 37 minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento, con una potencia total de 206 MW, así como en dos centrales que suman 29 MW y se encuentran en construcción.
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 59 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 2005, ENDESA poseía participaciones en plantas de cogeneración en servicio que sumaban una potencia total de 533 MW, de la cual 382 MW (un 71,7%) corresponden a instalaciones situadas en España, 115 MW (un 21,6%) a instalaciones en Portugal y 36 MW (un 6,7%) a instalaciones de Latinoamérica.
Otras	ENDESA participa en instalaciones de energías renovables de otras tipologías (solar fotovoltaica, desimpacto ambiental...) que totalizan una potencia de 6 MW.

I.3. Extracción de carbón.

ENDESA extrajo en el año 2005 un total de 7,2 millones de toneladas de carbón, equivalentes a 17.388 millones de termias, lo que supone un descenso del 7,0% respecto de 2004 medido en toneladas y del 5,4% medido en termias. Esta extracción representa aproximadamente el 37% 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:

Sociedad Productora	Tipo de Carbón	Millones de terminas PCI				
		2005	% Var.	2004	% Var.	2003
ENDESA Generación	Lignito pardo	9.285	(10,1)	10.323	(1,2)	10.452
ENDESA Generación	Lignito negro	2.948	2,3	2.882	0,4	2.871
ENCASUR	Hulla	4.125	2,3	4.034	0,2	4.025
ENCASUR	Antracita	1.030	(9,5)	1.138	(13,8)	1.320
TOTAL	-	17.388	(5,4)	18.377	(1,6)	18.668

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 (A 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).

Un hecho destacado del año fue el cierre de las dos últimas explotaciones subterráneas de ENDESA, "Oportuna" y "María", que acaban de ser citadas, tras haber colaborado a la producción en su último año de vida.

Las ventas totales de carbón disminuyeron un 4,5% respecto de 2004 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:

Sociedad Receptora	C.T. Destino	Millones de terminas PCI				
		2005	% Var.	2004	% Var.	2003
ENDESA Generación	As Pontes	9.285	(10,1)	10.323	(1,2)	10.452
ENDESA Generación	Teruel	2.948	2,3	2.882	0,4	2.871
Viesgo Generación	Puente Nuevo	2.077	(2,1)	2.122	(2,0)	2.166
Viesgo Generación	Puertollano	2.253	8,7	2.072	(3,0)	2.136
Elcogas	Puertollano GICC	1.073	1,1	1.061	0,4	1.057
TOTAL	-	17.636	(4,5)	18.460	(1,2)	18.683

P.C.I.: Poder Calorífico Inferior

Del total de estos suministros medidos en termias, el 69,4% se realizó a ENDESA Generación, el 6,1% a la sociedad participada Elcogas y el 24,5% a Viesgo Generación.

I.4. Infraestructuras de Distribución.

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

	Km. de tendido eléctrico				
	2005	% Variación	2004	% Variación	2003
Líneas aéreas de alta tensión	20.870	1,6	20.539	(0,8)	20.704
Líneas subterráneas de alta tensión	674	6,1	635	14,4	555
Líneas aéreas de media tensión	78.445	0,6	77.981	(0,1)	78.048
Líneas subterráneas de media tensión	29.228	6,1	27.540	6,2	25.927
Centros de transformación (MVA)	51.065	6,6	47.911	6,3	45.086
Subestaciones (MVA)	71.754	12,4	63.865	12,1	56.977

(*) Los datos de 2004 y 2003 pueden diferir en algún caso de los publicados en la memoria correspondiente debido a actualizaciones de inventario posteriores a su publicación.

En el marco de su Plan Estratégico, ENDESA invirtió en 2005 un total de 1.389 millones de euros en instalaciones de distribución, un 28,9% más que en 2004. Estas inversiones responden las necesidades derivadas del crecimiento de sus mercados y el compromiso de ENDESA con el incremento de 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 7.773 km en el conjunto del año. Tras estos incrementos, la longitud total de la red de distribución de la Empresa se situó al término del ejercicio 2005 en 297.133 km, de los cuales el 25% correspondía a líneas subterráneas.

Por otra parte, a lo largo del año se pusieron en servicio 40 nuevas subestaciones y 4.793 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 893 y el de centros de transformación de 132.730. A su vez, la potencia instalada en transformación se incrementó en 7.889 MVA, lo que representa un 12% del parque a finales de 2004.

Cabe advertir que ENDESA y las demás compañías del sector suelen tropezar con dificultades a la hora de obtener las autorizaciones legales y los permisos de paso necesarios para la implantación de las nuevas instalaciones de distribución, lo que retrasa su puesta en funcionamiento, aplaza la mejora de la calidad del servicio e impide, en algunos casos, la cobertura de nuevos suministros. Para evitarlo, ENDESA está intensificando su colaboración con las distintas Administraciones a fin de conseguir llevar a buen término los proyectos correspondientes.

Por otro lado, al desarrollo nuevas infraestructuras de Red, hay que añadir numerosas actuaciones orientadas a mejora de la calidad de suministro por medio de la intensificación de los trabajos de mantenimiento, la renovación de instalaciones, el incremento del grado de automatización de la red de Media Tensión (MT) – es decir, de menos de 36 kV -- o la unificación de Centros de Control en Andalucía y Badajoz, donde se dispone actualmente de un único Centro de Control, dotado de las últimas tecnologías, desde el que se gobiernan las redes de Alta, Media y Baja tensión.

Durante el año 2005, el Plan de Automatización de la Red de Media Tensión, significó la puesta en servicio de 1.747 telemandos que suponen un incremento del 69,3% respecto del parque existente.

Otras actuaciones estuvieron 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 2005 para mejorar y extender su infraestructura de distribución en cada uno de sus mercados territoriales en España, cabe destacar los siguientes:

	Descripción
Cataluña	<p>Dentro del Plan Tramuntana, entraron en servicio 6 nuevas subestaciones: Almatret, Baqueira, Fortesa, Motors, Puigpelat, y Tànger, 3 de ellas con alimentación desde el 220 kV. La potencia instalada con un total de 12 transformadores se incrementó en 620 MVA. Se ampliaron 20 subestaciones con 27 nuevas unidades de transformación y una potencia total de 897 MVA.</p> <p>Se construyeron un total de 55 km de nuevos circuitos, 41,4 km son de 220 kV. Asimismo se repotenciaron los circuitos Tarragona-Altafulla, Pierola-Capalledes-SantaMargarida y Ponts – Congost -Cardona (parcialmente) con un total de 72.5 kilómetros.</p> <p>Por último, cabe destacar el plan de telemando de la red de media tensión (MT), con la instalación de 776 nuevos puntos telemandados.</p>
Andalucía y Badajoz	<p>Continuando con el llamado Plan Alborada que arrancó en 2004 se pusieron en servicio las nuevas subestaciones de AT de Andarax, Polígono, Aljarafe, Puerto de Santa María y Olivares, y las nuevas subestaciones AT/MT de Ruta de la Plata, Bobadilla, Alíjar, Pedro Martínez, Hytasa, Rastro, Benalmádena, Abelló Linde, La Morena, Bioenergética Egrabense, Hornachos, Darro, Espejo y Alcalá de Guadaíra.</p> <p>Se amplió la capacidad de transformación con la instalación de 80 nuevos transformadores, 15 de ellos AT/AT en las nuevas subestaciones de alta tensión (AT) y en las subestaciones de Centenario, Palacios, Torrearenillas, Alcores, Don Rodrigo, Onuba, Villanueva del Rey y Santiponce, y la ampliación de 118 máquinas existentes, de las cuales 6 fue del tipo AT/AT. La potencia de transformación aumentó en 4.826 MVA como consecuencia de estas actuaciones.</p> <p>Además, en el año 2005 se instaló un total de 77 nuevas baterías de condensadores, que incrementó la capacidad de compensación de potencia reactiva en 642 MVar.</p> <p>Por último, durante el año 2005 se ejecutaron trabajos para la instalación de 191,6 nuevos km de circuitos AT y se amplió la capacidad de circuitos existentes, mediante el cambio del conductor y/o aislamiento en un total de 918,8 km de líneas AT.</p>
Baleares	<p>Destacan especialmente la ampliación de la transformación 220/66 kV en las subestaciones de Vallurgent y Bessons y la ampliación de la transformación 66/15 kV en las subestaciones de Andratx, Arta, Calviá, Manacor, Marratxi, Pollensa y Porto Colom.</p>
Canarias	<p>Las realizaciones más relevantes fueron la ampliación de potencia en la transformación AT/MT de las subestaciones de Salinas (Fuerteventura), Polígono de Granadilla (Tenerife), Playa Blanca (Lanzarote) y San Mateo, Cinsa, Carrizal y Telde (Gran Canaria).</p> <p>Entró en servicio la nueva línea submarina de 66 kV entre las subestaciones Corralejo y Playa Blanca, en el sistema Lanzarote-Fuerteventura. Por otro lado se está ejecutando la nueva línea Punta Grande-Macher y las nuevas Subestaciones de Meloneras, Guajara y Lomo del Cardo. Cabe añadir que, además, se realizó en 2005 una adecuación de las líneas de 66 kV del sistema Lanzarote-Fuerteventura siguientes: Salinas-Gran Tarajal-Matas Blancas, Salinas-Corralejo, Punta Grande-Macher-Playa Blanca mediante el cambio de crucetas, aislamiento y cable de tierra junto con el refuerzo de anclajes.</p> <p>Conviene reseñar que el día 28 de noviembre Canarias sufrió el paso del Huracán Delta, que ocasionó graves daños en todas las infraestructuras básicas de las islas. Hacia las 19:00 de ese mismo día se comenzaron a producir incidencias relevantes en las instalaciones eléctricas que afectaron a 200.000 suministros en todo el archipiélago en el peor momento. Las islas más afectadas fueron La Palma y, sobre todo, Tenerife con 161.148 clientes afectados e importantes daños en las redes de transporte, media y baja tensión. ENDESA desplegó un importante operativo para la reposición, movilizando personal desde todos sus territorios y consiguiendo reponer el servicio en un tiempo record, teniendo en cuenta la magnitud del desastre, y comparable a las mejores prácticas en incidentes extremos de este tipo que se han registrado en otros países desarrollados.</p>
Aragón	<p>La red de 132 kV se amplió con la nueva línea Teruel - La Puebla de Valverde, habiéndose instalado en ésta última transformación 132 kV/MT. La red de 45 kV se reforzó con las nuevas líneas Entrerriós – Figueruelas y Alcorisa - Calanda, la entrada en Secc. Morata de la línea La Almunia – El Frasnó, la entrada en Monzalbarba de la línea Leones Figueruelas y la nueva subestación Fuenfresca.</p> <p>Además se amplió la transformación AT/AT de la subestación de Montetorrero (220/132), Magallón (220/66), Entrerriós (220/45), Alcañiz y Teruel (132/45/MT); La transformación AT/MT se incrementó en 324 MVA con la instalación de 27 nuevos transformadores, 17 de ellos en sustitución de otros de menor capacidad.</p> <p>Por último, se continúa con el desarrollo 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).</p>

1.5. Infraestructuras de transporte y distribución de gas.

ENDESA está presente en el sector de transporte de gas a través de ENDESA Gas Transportista, S.L., sociedad participada al cien por cien, Transportista Regional del Gas, S.A.,

participada al 45%, y Gas Extremadura Transportista, S.L., 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 720 km de red de transporte a finales de 2007.

Durante los diez primeros meses del año 2005, las distribuidoras de ENDESA Gas construyeron 335 km de red, hasta alcanzar 2.874 km de distribución, lo que supone un incremento del 13 % con respecto al año anterior. Las inversiones en redes realizadas en estos nuevos trazados fueron de 20,8 millones de euros.

Proyectos de recepción, almacenamiento y regasificación.

ENDESA participa en tres proyectos de Terminales Marítimas de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) actualmente en desarrollo:

- Reganosa, en Mugaros (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 m³, lo que permitirá la distribución de 412.500 Nm³/h (3,6 bcm/año) de gas natural.
- Planta Regasificadora de Sagunto, S.A., en Sagunto (Valencia), en la que cuenta con una participación del 20%. La instalación tendrá una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ y de regasificación de 600.000 Nm³/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 Gran Canaria y Tenerife. Cada una de estas plantas tiene prevista una capacidad de almacenamiento de 150.000 m³ y de regasificación de 210.000 Nm³/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, que está previsto que entre en servicio en 2009.

I.6. 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; y en las actividades de comercialización de electricidad a clientes finales del mercado liberalizado.

ENDESA posee una participación del 38,9% en Tejo Energía, 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 fue de 4.702 GWh en 2005, aproximadamente un 6% más que en 2004.

Por otro lado, ENDESA y Sonae, uno de los grupos industriales portugueses más importantes, participan con un 50% cada uno en la Sociedade Térmica Portuguesa, líder del mercado portugués de cogeneración, que posee una potencia de 71 MW.

A esto hay que añadir la adquisición en 2005 por parte de ENDESA del 100% del capital de la sociedad FINERGE, que a finales de 2005 consolidaba una potencia instalada de 107 MW y que tiene proyectos en curso para alcanzar una potencia de 320 MW en 2007.

Por lo que se refiere a las infraestructuras gasistas en Portugal, las compañías participadas Portgas y Setgas construyeron 237 km durante los diez primeros meses del 2005, alcanzando los 3.778 km de red de distribución, lo que supone un incremento del 7% con respecto al cierre del año anterior. Las inversiones totales realizadas en estos nuevos trazados fueron de 19,4 millones de euros hasta el 30 de octubre.

II. NEGOCIO DEL RESTO DE EUROPA.

A finales de 2005, las empresas europeas no ibéricas en las que ENDESA posee participaciones sumaban una potencia total de 9.397 MW, de los cuales 6.590 MW correspondían a ENDESA Italia y 2.807 MW a Snet.

ENDESA se ha convertido en empresa adjudicataria de Dolna Odra, empresa propietaria de tres centrales de 1.960 MW de potencia, en el marco del proceso de privatización de la misma. El 9 de enero de 2006, la Comisión Europea autorizó la operación y se espera que las negociaciones para la culminación definitiva de la compra por parte de ENDESA concluyan en las próximas semanas.

El cuadro que figura a continuación muestra la potencia instalada de ENDESA en otros países europeos a 31 de diciembre de 2005:

	Localidad	Potencia Instalada (MW)
Italia		
Tavazzano	Italia	1.840
Monfalcone	Italia	976
Núcleo de Terni	Italia	530
Ostiglia	Italia	1.530
Fiume Santo	Italia	1.040
Núcleo de Cotronei	Italia	369
Trapani	Italia	170
Núcleo de Catanzaro	Italia	115
Parque eólico Florinas	Italia	20
Francia		
Emile Huchet 4	Francia	125
Emile Huchet 5	Francia	343
Emile Huchet 6	Francia	618
Hornaing 3	Francia	253
Provence 5 (Gardanne)	Francia	618
Lucy 3	Francia	270
Soprolif (Hardanne)	Francia	250
Polonia		
Bialystock (*)	Polonia	330
Turquía		
Altek (*)	Turquía	40
Altek (*)	Turquía	80
Marruecos		
Tahaddart	Marruecos	400

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

II.1. ENDESA Italia.

ENDESA Italia es la tercera generadora del país, con 6.590 MW de potencia instalada y una cuota del 8%. Su parque de generación está compuesto por las centrales térmicas Tavazzano de 1.840 MW, Monfalcone de 976 MW, Ostiglia de 1.530 MW, Fiume Santo de 1.040 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 de Florinas de 20 MW.

La transformación del grupo 3 de Ostiglia y del grupo 5 de Tavazzano forman parte del programa de "repowering" de las centrales térmicas de ENDESA Italia iniciado en 2002 y que supone la conversión de las mismas a tecnologías más eficientes y 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, 2 y 3 de Ostiglia, la de los grupos 5 y 6 de Tavazzano y la conversión a carbón de los grupos 3 y 4 de la central de Fiume Santo, quedando sólo pendiente la reconversión de los grupos 3 y 4 de la central de Monfalcone. Además, se ha iniciado la construcción de los desulfuradores de los grupos 1 y 2 de Monfalcone, que permitirán rebajar significativamente sus emisiones.

El 5 de agosto de 2005 se adjudicaron los dos contratos EPC para la construcción de los parques eólicos de Trapani y Vizzini – de 56,1 MW de potencia total -- de la sociedad IDAS, propiedad al 100 por cien de ENDESA Italia. La inversión total en la construcción de los dos parques ascenderá a 59 millones de euros y su puesta en operación está prevista durante 2006.

Por último, cumpliendo el Acuerdo Marco existente entre Gamesa y ENDESA para la entrega de 200 MW eólicos en funcionamiento antes de 2007, en las primeras semanas de 2006 está prevista la entrega a la compañía italiana del Parco Eólico Iardino Srl (Nápoles), con una capacidad instalada de 14 MW.

En 2005 comenzaron los trabajos preliminares para la construcción de la central de Scandale, de la empresa Eurosviluppo Elettrica, propiedad al 50% de ENDESA Europa y ASM Brescia. Eurosviluppo Elettrica dispone de los terrenos y 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 entrará en funcionamiento en 2008.

Por otro lado, ENDESA Italia firmó en 2005 un acuerdo de intenciones para el desarrollo de una terminal de regasificación en Livorno, lo que le permitiría adquirir hasta un 25% de la empresa propietaria de la misma y disponer de una capacidad de regasificación de hasta 2 bcm.

II.2. Snet.

Snet posee cuatro centrales térmicas de carbón en Francia, con una potencia instalada total de 2.477 MW que produjeron 8.689 GWh en 2005. Estas instalaciones se hallan repartidas por el territorio nacional: la central Emile Huchet (Nordeste), con 1.086 MW de potencia; la central Hornaing (Norte) de 253 MW; la central Gardanne (Sur), con una potencia de 868 MW, y la central Lucy 3 (Centro), de 270 MW de potencia. La mayor parte de su producción se vende a Electricité de France (EdF).

En 2005, comenzaron los trabajos de montaje de los sistemas de desulfuración y desnitrificación de dos grupos de 600 MW -- Provence 5 y Emile Huchet 6 --, lo que permitirá que ambos grupos cumplan desde el 1 de enero de 2008 la directiva europea relativa a la limitación de emisiones provenientes de grandes instalaciones de combustión. Este proyecto supone una inversión total de 156 millones de euros.

En 2005, Snet adquirió un 4,36% adicional en la central polaca de cogeneración de Bialystok, de 178 MWe y 468 MWt, equivalentes a 330 MWe, que produjo 1.698 GWh en el conjunto del año. Tras esta operación, Snet posee una participación de control del 69,58% en esta instalación.

Además, Snet posee una participación del 20% en Soprolif, compañía francesa propietaria de una caldera de lecho fluido circulante de 250 MW de potencia. Los demás accionistas son EdF, con un 55%, y ENDESA, con un 25%.

Snet participa con un 50%, junto al grupo turco Alarco, en la sociedad Altek (Turquía), que posee 40 MW hidráulicos y que a finales de 2005 puso en servicio el ciclo combinado de gas de Kirklareli, de 80 MW.

II.3. 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%.

II.4. Negocios en el norte de África.

El 19 de enero de 2005, entró en servicio comercial la central de ciclo combinado de Tahaddart (Marruecos). Esta central, de 400 MW de potencia instalada y ubicada en la localidad del mismo nombre, es fruto de un acuerdo suscrito en 2001 para la constitución de la sociedad Energie Eléctrique de Tahaddart, S.A., encargada de la construcción y derecho de uso de la central. Esta sociedad está integrada por la compañía marroquí Office National d'Electricité (ONE), con un 48%, ENDESA, con un 32%, y Siemens, con un 20%.

Tahaddart es la primera central de ciclo combinado que se construye en Marruecos y supone el 9% de la potencia total del país y el 13% de la térmica. Suministra aproximadamente un 17% de la energía consumida en Marruecos.

Por otro lado, en enero de 2005, ENDESA formalizó la venta de su participación del 18% en la sociedad Lydec -- distribuidora de agua, electricidad y servicios saneamiento en Casablanca --, a la compañía de seguros Al Watanya, por un precio de 26 millones de euros, obteniendo una plusvalía de 12 millones.

Por último, cabe añadir que en enero de 2006 se ha firmado un acuerdo con la ONE para la construcción de una central de ciclo combinado en Al Wahda, de 800 MW, en la que ENDESA participará con un 20% y contará con la dirección técnica del proyecto.

III. NEGOCIO EN LATINOAMERICA.

III.1. Generación.

A finales de 2005, las compañías generadoras participadas por ENDESA en Latinoamérica tenían un parque de generación de 14.095 MW de potencia instalada.

El detalle de las centrales en Iberoamérica y de la potencia instalada a 31 de diciembre de 2005 es el que figura a continuación:

	País	Potencia Instalada (MW)
Chile		4.476,7
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 (carbón)	Chile	158,0
Atacama	Chile	780,6
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
Argentina		4.493,1
Costanera	Argentina	1.982,0
CBA	Argentina	321,6
Dock Sud	Argentina	869,5
El Chocón	Argentina	1.200,0
Arroyito	Argentina	120,0
Brasil		1.038,8
Cachoeira Dourada	Brasil	658,0
Centrales de Ampla	Brasil	62,3
Fortaleza	Brasil	318,5
Colombia		2.657,2
El Guavio	Colombia	1.164,0
Charquito, Limonar, Tinta, San Antonio y Tequendama	Colombia	96,1
La Junca	Colombia	19,5
Cadena Pagua (Guaca y Paraiso)	Colombia	601,2
Termozipa	Colombia	235,5
Betanía	Colombia	540,9
Perú		1.429,0
Ventanilla	Perú	315,3
Piura	Perú	143,0
Huinco	Perú	247,4
Matucana	Perú	128,6
Callahuanca	Perú	75,1
Moyopampa	Perú	64,7
Huampamí	Perú	30,2
Santa Rosa	Perú	229,1
Yanango	Perú	42,6
Chimay	Perú	150,9
Edelnor	Perú	2,3

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

	Potencia instalada en Iberoamérica (MW)				
	2005	%Variación	2004	%Variación	2003
Chile	4.477	-	4.477	19,0	3.763
Argentina	4.493	-	4.492	-	4.492
Colombia	2.657	1,8	2.609	0,8	2.589
Perú	1.429	(0,5)	1.436	(1,5)	1.458
Brasil	1.039	-	1.039	0,8	1.031
TOTAL	14.095	0,3	14.053	5,4	13.333

ENDESA continúa aprovechando las oportunidades de inversión que se le presentan en el negocio de generación en Latinoamérica. En estos momentos, sus compañías participadas tienen varias centrales en construcción en Chile y Perú en cuyo desarrollo se trabajó a lo largo del ejercicio 2005.

Chile: San Isidro II, Palmucho, Ojos de Agua y Aysén

En Chile, ENDESA Chile está construyendo la central de ciclo combinado San Isidro II, que se llevará a cabo en tres etapas:

- Entre abril de 2005 y octubre de 2007, operará con turbina de gas en ciclo abierto, con una potencia máxima de 209 MW. El combustible empleado será fuel-oil.
- Entre febrero de 2008 y marzo de 2009, operará en ciclo combinado con fuel-oil y con una potencia de 310 MW.
- A partir de abril de 2009, la planta funcionará en ciclo combinado con gas natural, llegando a una potencia de 377 MW.

La inversión total del proyecto está estimada en 200 millones de dólares.

Asimismo, la compañía está desarrollando la central hidroeléctrica Palmucho, ubicada en la región Bío-Bío. Se trata de una central hidroeléctrica fluyente, ubicada al pie de la presa de la central hidroeléctrica de Ralco. Utilizará el caudal ecológico de esta última, de 27,1 m³/s, y tendrá una potencia de 32 MW. La inversión será de 37 millones de dólares, incluyendo obra civil y equipamiento, y está previsto que la central entre en funcionamiento en 2007.

Su construcción no reducirá la capacidad de la central de Ralco, ni requerirá la obtención de nuevos derechos de agua. El proyecto cuenta con la autorización de la Comisión Nacional de Medio Ambiente (en adelante, "CONAMA"), que aprobó la Declaración de Impacto Ambiental el 18 de febrero de 2005.

En 2005 se creó la sociedad ENDESA Eco, filial 100% de ENDESA Chile, para administrar y gestionar proyectos de energías renovables en Latinoamérica. Esta sociedad está desarrollando el proyecto de la minicentral hidráulica Ojos de Agua en la zona Maule-Chile, que tendrá 9 MW de potencia instalada y supondrá una inversión de 15 millones de dólares. Se estima que la instalación entrará en funcionamiento en 2008.

Por último, en 2006, ENDESA Chile ha acordado incorporar al Grupo Matte en un nuevo proyecto hidroeléctrico que contempla la construcción a partir de 2008 de cuatro centrales hidroeléctricas con una potencia instalada total de 2.430 MW (Proyecto Aysén), que requerirá una inversión estimada de unos 4.000 millones de dólares y que concluirá hacia finales del año 2018 con la entrada en operación de la última de las plantas programadas.

Perú: ciclos combinados de Etevensa y contratos de compra de gas de Camisea

La compañía peruana Etevensa, participada por ENDESA, ganó la licitación para el suministro de gas natural de Camisea en agosto de 2003, que incluía el compromiso de aumentar la capacidad instalada de su central térmica. Para ello, la compañía convirtió las dos turbinas de su central de fuel oil a gas natural, alcanzando una potencia instalada de 325 MW funcionando en ciclo abierto en agosto de 2004. El proyecto de transformación a ciclo combinado cerrado de la primera turbina se prevé que entre en funcionamiento en mayo de 2006, aumentando su potencia hasta los 400 MW.

Durante 2005, ENDESA ha ampliado su compromiso con el desarrollo del sector eléctrico peruano y ha incorporado, dentro del proyecto Etevensa, la transformación de la segunda turbina a ciclo combinado cerrado, proyecto denominado Etevensa II. Esta segunda obra supondrá un incremento de potencia de cerca de 100 MW adicionales y se espera que entre en funcionamiento a finales 2006. De esta forma, se habrá transformado una central que funcionaba de manera marginal con fuel, en una central de casi 500 MW de ciclo combinado que será la primera de Perú en utilizar un recurso autóctono tan importante para el país como es el gas del yacimiento de Camisea.

III.2. Transporte.

ENDESA es propietaria de CIEN, la línea de interconexión eléctrica a alta tensión existente entre Brasil y Argentina. 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 hasta alcanzar 2.000 MW de capacidad. Por otro lado, desde finales de 2001, ENDESA es socio de Empresa Propietaria de la Red (en adelante, "EPR"), 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 2007. La inversión total estimada es de unos 320 millones de dólares.

Durante el ejercicio 2005, se ha incorporado como octavo socio de la EPR la empresa Interconexión Eléctrica S. A. (en adelante, "ISA") de Colombia, y se ha iniciado el proceso de adjudicación de la construcción de la línea, en el que compiten 12 empresas.

Asimismo, la empresa EPR ha cumplido en 2005 con todas las condiciones previas para poder acceder a los desembolsos del préstamo de Banco Interamericano de Desarrollo para financiar la construcción. Además, ha firmado un crédito de 40 millones de dólares con el Banco Centroamericano de Integración Económica para la financiación de las 16 subestaciones de la línea.

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.

IV. INMUEBLES DE INVERSION.

ENDESA posee determinados inmuebles que, aunque en su mayor parte proceden de la actividad realizada, actualmente ya no se utilizan en dicha actividad siendo el objetivo su venta a terceros.

Estos inmuebles se localizan en España y en Latinoamérica y, aunque tienen un valor en libros a 31 de diciembre de 2005 de tan solo 71 millones de euros, su valor de mercado según la tasación realizada por expertos independientes oscila entre los 462 y 635 millones de euros.

IV. 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 m² 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 m² 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 9.2.3.

Normativa sobre Comercio de Derechos de Emisión.

La Ley 1/2005, de 9 de marzo, regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Los objetivos de esta 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

El 6 de septiembre de 2004 se publicó 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, 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 CO₂ al año en el período 2005-2007. La asignación del Plan es de 89,7 millones de toneladas de CO₂ 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 CO₂ 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 día 21 de enero de 2005 el Consejo de Ministros aprobó la asignación final de derechos individualizada para las 957 instalaciones amparadas por la Ley 1/2005 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 CO₂ conforme al siguiente detalle: 43,0 millones de toneladas de CO₂ en 2005, 39,6 millones de toneladas de CO₂ en 2006, y 37,5 millones de toneladas de CO₂ 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 SO₂, NO_x 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.

Desde el 1 de enero de 2005 se aplica en Italia el Emission Trading System, previsto en la Directiva Comunitaria 2003/87/CE. El pasado mes de febrero, se aprobó el Plan Nacional de Asignación, asignando a ENDESA Italia un total de 33,9 millones de toneladas de CO₂ para el período 2005-2007.

Transposición en Francia del Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión.

El Decreto nº 2005-190, de 25 de febrero, aprobó el Plan Nacional de Asignación de cuotas de CO₂ para el período 2005-2007. La asignación total para las instalaciones francesas sometidas a este sistema es de 156,51 millones de toneladas de CO₂ /año, de los que 6,8 millones han sido asignadas a Snet.

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.

El desarrollo de la normativa mediambiental mencionada en los párrafos anteriores y que afecta a la actividad de ENDESA tanto en España como en el resto de Europa supone un aumento de los costes operativos de las centrales térmicas. Este efecto se mitiga temporalmente durante el periodo transitorio en que se reciben derechos de emisión gratuitos dentro del Plan Nacional de Asignación de cada uno de los países en que ENDESA opera. El efecto de esta normativa sobre la rentabilidad de las centrales de generación térmica,

dependerá de la capacidad de incorporar en los precios de venta de la electricidad en cada uno de los mercados este incremento de costes.

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.

Las Cuentas Anuales correspondientes a los ejercicios 2004 y 2005 han sido elaboradas de acuerdo con las NIIF, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo (Véase Apartado 20.1.). Hasta el ejercicio 2004 el Grupo ha venido formulando sus Cuentas Anuales de acuerdo con los principios y criterios contables en vigor en España (en adelante, "PGC").

Por ello, la descripción de la situación financiera del emisor, los cambios y los resultados de las operaciones de cada año se presentan conforme a NIIF, para 2004 y 2005, y conforme a PGC, para 2003.

Beneficio neto.

El beneficio neto de ENDESA se ha situado en 3.182 millones de euros en el ejercicio 2005, el mayor de su historia, con un crecimiento del 154% en comparación con el del ejercicio 2004.

Aun descontando el efecto de las plusvalías obtenidas en 2005 con la venta de activos no estratégicos, el beneficio neto habría experimentado un crecimiento muy elevado – un 60% con respecto a 2004 en términos homogéneos – y seguiría constituyendo, con 1.841 millones de euros, un récord histórico en la trayectoria de ENDESA.

Todos los negocios eléctricos de ENDESA han alcanzado fuertes incrementos en su beneficio neto: el de España y Portugal ha crecido un 52,9%, el de Europa un 151,5% y el de Latinoamérica un 106,3%.

La distribución del beneficio neto entre los diferentes negocios eléctricos presenta una estructura equilibrada, lo que confirma el sentido económico de la estrategia de diversificación geográfica desarrollada y el carácter multinacional de la Compañía.

El cuadro que figura a continuación muestra un detalle de la evolución del beneficio neto de ENDESA en 2003, 2004 y 2005:

	Evolución del beneficio neto			
	Millones de euros			
	NIIF		PGC	
	2005	2004	2003	
España y Portugal	1.358	888	1.207	
Resto de Europa	425	169	52	
Latinoamérica	262	127	84	
Otros negocios	1.137	69	(31)	
TOTAL	3.182	1.253	1.312	

9.2. Resultado de explotación.

La actividad industrial de ENDESA ha registrado en 2005 un fuerte crecimiento, con incrementos del 5,4% en la generación y del 12,2% en las ventas totales de electricidad. Estos incrementos han sido especialmente elevados en su mercado europeo fuera de España y Portugal.

	Producción y ventas de electricidad (GWh)					
	Producción			Ventas		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
España y Portugal	93.625	95.679	93.734	100.868	96.731	92.997
Resto de Europa	33.749	25.053	17.867	47.221	32.172	18.977
Latinoamérica	57.890	55.106	46.480	55.246	52.314	49.526
TOTAL	185.264	175.838	158.081	203.335	181.217	161.500

El descenso de la producción en el negocio de España y Portugal se ha debido a la indisponibilidad extraordinaria de algunas centrales durante una parte del ejercicio, como consecuencia fundamentalmente de trabajos de revisión, mantenimiento y/o reconversión.

A su vez, el fuerte crecimiento de la producción en Europa (+34,7%) ha sido consecuencia del incremento de la generación de ENDESA Italia, reflejando el avanzado desarrollo de su programa de "repowering" de centrales térmicas, y de la aportación de la compañía francesa Snet, que a 31 de diciembre de 2004 sólo incluía la actividad de cuatro meses, ya que comenzó a consolidarse por integración global en los resultados en ENDESA el 1 de septiembre de 2004.

Por último, el crecimiento de la generación en Latinoamérica (+5,1%) ha respondido fundamentalmente a la mayor utilización de las centrales para cubrir los incrementos de la demanda, a la aportación de la central hidroeléctrica de Ralco (Chile) durante su primer año completo de funcionamiento y a la conversión a ciclo abierto de gas de la central de Etevensa (Perú). Estas instalaciones entraron en servicio en los últimos meses del pasado año.

ENDESA ha cubierto durante el ejercicio 2005 el 91,1% de sus ventas totales de electricidad con generación propia.

Este equilibrio entre producción y demanda reduce de forma considerable el riesgo de su negocio eléctrico, una ventaja comparativa que es muy importante en el mercado español, en el que la Compañía ha cubierto el 92,8% de su demanda con producción propia.

Esta gestión activa del equilibrio producción/demanda le proporciona una menor exposición estratégica al riesgo de variaciones en los precios mayoristas, un aspecto de singular relevancia en contextos de precios elevados, como el actual.

Las ventas totales de la Compañía han sido de 17.508 millones de euros en el ejercicio 2005, con un incremento del 29,6% respecto de 2004. El crecimiento de las ventas ha sido mayor en términos económicos que en términos físicos, como consecuencia de los incrementos de los precios en los que se han repercutido los mayores costes soportados por los negocios.

El crecimiento de los ingresos ha permitido cubrir el de los costes de los combustibles y compras de energía, que se incrementaron en un 31,4% y en un 42,9%, respectivamente, así como el coste de los derechos de emisión de CO₂.

La capacidad de los ingresos para cubrir la evolución de los costes ha dado lugar a fuertes incrementos del Margen de Contribución (+23,8%), del resultado bruto de explotación (EBITDA) (+33,2%) y del resultado de explotación (EBIT) (+49,1%).

	Millones de euros								
	Margen de Contribución			EBITDA			EBIT		
	NIIF		PGC	NIIF		PGC	NIIF		PGC
	2005	2004	2003	2005	2004	2003	2005	2004	2003
España y Portugal	5.202	4.352	4.470	3.266	2.472	2.824	2.264	1.432	1.780
Resto de Europa	1.223	830	568	887	535	384	618	370	268
Latinoamérica	2.698	2.180	2.187	1.878	1.522	1.484	1.376	1.054	1.071
Otros negocios	3	11	110	(11)	(8)	58	(14)	(10)	25
TOTAL	9.126	7.373	7.335	6.020	4.521	4.750	4.244	2.846	3.144

En el ejercicio 2005 los negocios eléctricos fuera del mercado ibérico han supuesto el 45,8% del resultado bruto de explotación y el 46,8% del resultado de explotación, confirmado el marcado carácter multinacional de la Compañía.

En el año 2004 la producción total de ENDESA ha sido de 177.812 GWh, 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%.

I. NEGOCIO DE ESPAÑA Y PORTUGAL.

El resultado de explotación del negocio de España y Portugal ha ascendido a 2.264 millones de euros en el ejercicio 2005, con un incremento del 58,1% respecto de 2004.

Las ventas se han incrementado en un 31,8%, situándose en 8.761 millones de euros, como consecuencia fundamentalmente del aumento del precio de las ventas a clientes finales, y, sobre todo, del alto nivel de los precios del mercado mayorista.

El incremento de las ventas ha compensado el significativo crecimiento de los costes, producido principalmente por el aumento en el precio y volumen de los mismos, y por el coste neto generado por el déficit de derechos de emisión de CO₂.

La baja hidráulica del año, el incremento de los costes de los combustibles y el coste de cobertura del déficit de los derechos de emisión de CO₂ han dado lugar a un incremento del 75,1% en el precio medio del "pool" de generación, situándolo en niveles elevados, como antes se ha señalado.

El limitado crecimiento de la tarifa eléctrica, que ha sido de un 1,7%, no ha permitido cubrir el incremento de los costes del sistema, especialmente los costes de generación que se incorporan al precio del "pool". Como consecuencia de ello, se ha producido un déficit en los ingresos de las actividades reguladas del sector estimado en 3.580 millones de euros, de los que a ENDESA le corresponde financiar 1.581 millones de euros. Este importe se ha contabilizado como un activo financiero, al estar garantizada su recuperación de acuerdo con el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.

Por otro lado, el impacto de la baja hidráulica y del incremento de los costes de los combustibles sobre los resultados de este negocio se ha visto limitado porque la Compañía dispone de un "mix" de generación más equilibrado que el del resto de sus competidores y porque ha controlado el incremento de los costes a través de la gestión de combustibles, hasta el punto de que el coste de combustible de sus ciclos combinados es menor que la media sectorial.

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

Ingresos: incremento del 38%.

Los ingresos de este negocio se han situado en 9.274 millones de euros en 2005, con un incremento del 38% respecto de 2004.

De esta cantidad, 8.761 millones de euros corresponden a la cifra de ventas, que ha sido un 31,8% mayor que la de 2004.

Generación peninsular.

En 2005, la demanda eléctrica ha crecido un 4,6% en el conjunto del sistema peninsular español en 2005. La generación en régimen ordinario lo ha hecho en un 3% y la del régimen especial, en un 10,4%.

La producción eléctrica peninsular de ENDESA en régimen ordinario ha sido de 77.691 GWh, con un descenso del 3,8% respecto del año 2004, como consecuencia de dos circunstancias atípicas: la indisponibilidad por razones técnicas de la central de Vandellós, que se ha prolongado desde marzo hasta agosto, y la del grupo 4 de la central de As Pontes por los trabajos de transformación a carbón de importación que finalizaron a comienzos de ese último mes. La culminación de la reconversión de todos los grupos de esta central tendrá lugar en el año 2008.

Por otro lado, la cifra de producción correspondiente a régimen especial de ENDESA ascendió a 2.120 GWh, con un crecimiento del 19,6% respecto de 2004, porcentaje mayor que el registrado por el resto del sector.

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%.

Ventaja comparativa del “mix” de generación de ENDESA.

La comparación entre la evolución de la estructura de la producción peninsular en régimen ordinario de ENDESA y la del resto del sector en 2005 refleja la fortaleza del “mix” de generación de la Compañía y su mayor estabilidad frente a las bruscas variaciones de la hidráulicidad habituales en España.

La generación hidroeléctrica de ENDESA ha descendido un 27,5% en 2005 respecto del año anterior, mientras que la del resto del sector lo ha hecho en un 42,3%; y la producción termoeléctrica del sector se ha incrementado en un 32,2%, mientras que la de ENDESA lo ha hecho en sólo un 5,2%.

Contribución de las centrales de carbón a la cobertura de la demanda.

El importante papel de las centrales de carbón de ENDESA en la cobertura de la demanda eléctrica española se ha puesto una vez más de manifiesto en el contexto de baja hidráulicidad que se ha registrado en el año 2005.

Estas centrales han alcanzado un nivel de utilización del 86,5% respondiendo a requerimientos del sistema, lo que demuestra que, a pesar de que se ha incorporado a este último nueva capacidad en ciclos combinados y parques eólicos, siguen siendo absolutamente imprescindibles para asegurar la atención de las necesidades eléctricas del país.

Concretamente, la producción de las centrales de carbón de ENDESA ha permitido cubrir el 15% de la demanda total peninsular del año 2005.

En el año 2004 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.

Incremento de las ventas de ENDESA al “pool”.

Las ventas de la producción de ENDESA al “pool” se han situado en 4.940 millones de euros en 2005, cantidad mayor en un 67,1% que la del ejercicio anterior, como consecuencia del aumento del 79,6% en el ingreso medio del “pool”, incluyendo la garantía de potencia.

El incremento del coste de los combustibles, el derivado de cubrir el déficit de derechos de emisión de CO₂ y la menor utilización de las centrales hidráulicas como consecuencia de la sequía han sido los factores que han tenido mayor influencia en este aumento.

El ingreso medio en el “pool”, incluyendo la garantía de potencia, ha sido de 60,6 euros por MWh en el año 2005, frente a 33,8 euros por MWh en 2004.

La comercializadora y la generadora de ENDESA han realizado compras en el "pool" por importe de 1.928 millones de euros. Estas compras se han compensado con la energía vendida por la Compañía en el propio "pool". En estas operaciones, han coincidido los mercados, los tramos horarios y, por lo tanto, los precios de compra y de venta.

El importe de estas ventas se compensa con las compras realizadas por la comercializadora y la generadora. Como consecuencia de ello, el importe por ventas en el "pool" registrado en la cuenta de resultados consolidada del año 2005 ha ascendido a 3.012 millones de euros.

Generación de las centrales de ENDESA del régimen especial.

Las empresas del régimen especial que consolidan en ENDESA por integración global han producido 2.120 GWh en 2005, fundamentalmente mediante aprovechamiento de energías renovables, cifra que supone un crecimiento del 19,6%. Además, ENDESA participa en otras sociedades de ese régimen que han producido 3.850 GWh en el ejercicio.

Los ingresos por las ventas de generación del régimen especial correspondientes a las empresas consolidadas han ascendido a 240 millones de euros, un 98,3% más que en el año 2004, lo que ha contribuido a la generación de un resultado de explotación de 100 millones de euros, un 185,7% mayor que el de 2004.

En 2004 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.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado.

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 998.154 a 31 de diciembre de 2005. De ellos, 942.082 son clientes del mercado liberalizado peninsular, 53.686 del extrapeninsular y 2.386 de mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA a estos clientes han ascendido a un total de 36.773 GWh en 2005, un 18,7% más que en 2004. De esa cantidad, 32.537 GWh se han vendido en el mercado liberalizado español, con un incremento del 18,7% respecto del año 2004, y 4.235 GWh en mercados liberalizados europeos, con un crecimiento del 18,8%.

Las ventas comercializadas en el mercado liberalizado español han ascendido a 1.605 millones de euros, con un incremento del 23,6% respecto del ejercicio 2004. De este importe total, 1.487 millones de euros corresponden al mercado liberalizado peninsular y 118 millones de euros al extrapeninsular.

Por último, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España han sido de 220 millones de euros en 2005, con un crecimiento del 29,4%.

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado se situaba en 553.711 a 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.

Distribución.

La energía distribuida por ENDESA en el mercado español ha ascendido a 111.802 GWh en el ejercicio 2005, lo que supone un aumento del 5,3% respecto del año anterior.

El ingreso regulado de la actividad de distribución ha sido de 1.602 millones de euros, un 2,4% más que en 2004. Este incremento no guarda relación con el esfuerzo tanto en inversiones como en operación y mantenimiento que es necesario realizar para incrementar la seguridad y calidad del suministro.

Por ello, a fin de alcanzar este objetivo, que es compartido por todos los agentes del mercado y en cuyo cumplimiento ENDESA se encuentra especialmente comprometida, como lo prueba la

inversión de 1.369 millones de euros realizada en el año 2005, es indispensable que la nueva regulación de la actividad de distribución reconozca este esfuerzo a través de una adecuada retribución.

ENDESA ha suministrado 64.095 GWh a clientes del mercado regulado español en 2005. Sin embargo, siguiendo el criterio de las NIIF, la facturación correspondiente no se ha registrado como ingreso, ya que el único ingreso de la actividad de distribución es la retribución de la misma recogida en la tarifa eléctrica. El resto de los conceptos facturados consisten en una mera repercusión de los costes incurridos.

En 2004 la energía distribuida por ENDESA en el mercado peninsular ha ascendido a 92.643 GWh, de los cuales 61.622 GWh se han comercializado a clientes que reciben el suministro a través de tarifa regulada

Generación extrapeninsular.

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares ha sido de 13.814 GWh en el año 2005, con un incremento del 5% respecto de 2004. Las ventas han ascendido a 1.548 millones de euros, incluyendo el importe de las compensaciones por los sobrecostes de estos sistemas.

El Real Decreto 1747/2003 que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares tiene en cuenta el hecho de que en ellos la actividad de generación soporta mayores costes que en la península como consecuencia del mayor margen de reserva necesario, del sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas y de los mayores costes de los combustibles.

Este Real Decreto establece los principios generales que se han de aplicar para determinar las compensaciones que se derivan de estas especiales circunstancias.

La metodología concreta para su cuantificación está aún pendiente de desarrollo, si bien existe un borrador de Orden Ministerial elaborado por el Ministerio de Industria y enviado a la CNE, sobre el cual esta última ha remitido su correspondiente informe al Ministerio de Industria.

Las cuentas de ENDESA incluyen un ingreso de 212 millones de euros en el año 2005 correspondiente a las compensaciones por sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares del período 2001-2004. Con el registro de este importe, ENDESA tiene reflejado en sus cuentas un activo por el importe informado favorablemente por la CNE al Ministerio de Industria. Esta cifra es menor que la que se alcanzaría aplicando el borrador de Orden Ministerial elaborado por el Ministerio de Industria.

Además, se ha registrado un ingreso de 177 millones de euros correspondiente a la compensación adicional a los importes cobrados en la tarifa de 2005 para cubrir los sobrecostes de este ejercicio. Este importe ha sido calculado con la misma metodología que ha utilizado la CNE en su informe para calcular las compensaciones del período 2001-2004.

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

CTC tecnológicos y déficit de ingresos regulados.

Los ingresos regulados de 2005 no han sido suficientes para cubrir los costes del sistema, por lo que se ha generado un déficit estimado en 3.580 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, 1.581 millones de euros.

De acuerdo con el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, ENDESA tiene derecho a la completa recuperación de las cantidades abonadas, sin perjuicio de que el 1 de julio de 2006 el Gobierno establecerá, mediante Real Decreto, el procedimiento concreto para su devolución.

Por ello, las cuentas de ENDESA a 31 de diciembre de 2005 incluyen un activo de carácter financiero de 1.581 millones de euros para recoger el derecho de recuperación de los importes que ha aportado por este concepto.

Por otra parte, los ingresos por CTC tecnológicos de ENDESA ascendieron a 118 millones de euros en el ejercicio 2004.

Distribución y comercialización de gas.

ENDESA ha vendido 21.134 GWh de gas en el año 2005 a través de las sociedades incluidas en su perímetro de consolidación por integración global, lo que representa un incremento del 46,5% respecto del año anterior. De esa cantidad, 18.558 GWh se han vendido a clientes del mercado liberalizado, con un incremento del 58,2%, y 2.576 GWh en el mercado regulado, un 4,5% menos que en 2004.

A esta última cifra hay que añadir 1.461 GWh por las ventas en el mercado regulado realizadas por sociedades participadas que no consolidan por integración global. Por lo tanto, las ventas totales en el mercado regulado han ascendido a 4.037 GWh, un 1,5% menos que en 2004.

Por lo que se refiere a la distribución, ENDESA ha distribuido un total de 5.713 GWh de en el mercado regulado de gas, con un crecimiento del 18% respecto de 2004.

Los 22.595 GWh totales vendidos en el conjunto de los mercados liberalizado y regulado, junto con los 22.222 GWh de gas consumido por las centrales de ENDESA, suman 44.817 GWh, lo que supone una cuota total de mercado del 12%.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado han ascendido a 326 millones de euros en el año 2005, lo que supone un aumento del 103,8% respecto del año 2004. El ingreso regulado por la actividad de distribución de gas ha sido de 39 millones de euros, un 8,3% más que en el ejercicio 2004.

En 2004 as 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.

Otros ingresos de explotación.

Los otros ingresos de explotación han sido de 513 millones de euros en 2005, es decir, 442 millones mayores que los de 2004.

Este epígrafe incluye 337 millones de euros por la imputación como ingreso de la parte de los derechos de emisión de CO₂ establecidos para ENDESA en el marco del Plan Nacional de Asignación correspondiente a las emisiones realizadas a lo largo del ejercicio 2005.

Costes de explotación.

La distribución por conceptos de los costes de explotación del negocio de España y Portugal en 2005 y su comparación con 2004 es la siguiente:

	Costes de explotación del negocio de España y Portugal			
	Millones de euros			
	NIIF		PGC	
	2005	2004	2003	
Aprovisionamientos y servicios	4.072	2.367	6.327	
Compras de energía	875	434	4.297	
Consumo de combustibles	2.057	1.546	1.507	
Gastos de transporte de energía (1)	273	189	523	
Otros aprovisionamientos y servicios	867	198	--	
Personal	1.041	985	832	
Otros gastos de explotación	1.034	1.028	779	
Amortizaciones (2)	1.002	1.040	1.079	
TOTAL	7.149	5.420	9.017	

(1) En 2003, incluye gastos de transporte de energía y otros externos.

(2) En 2003, incluye amortizaciones y provisiones.

Compras de energía.

En 2005 las compras de energía se han situado en 875 millones de euros, con un incremento del 101,6%. El principal componente de este apartado corresponde a la realización de operaciones en el mercado mayorista de generación. El aumento de estas adquisiciones está relacionado con el incremento del 79,6% en el precio medio del "pool".

El resto corresponde a las compras de gas para comercialización a clientes liberalizados, que se han incrementado como consecuencia del crecimiento en un 18,7% de las ventas a estos clientes y del aumento del precio del gas.

Consumo de combustibles.

El consumo de combustibles ha ascendido a 2.057 millones de euros en 2005, con un aumento del 33,1% respecto del 2004.

Este incremento se ha debido a que, como consecuencia de la sequía, la producción con fuel-gas, que tiene unos costes unitarios mayores que los del resto de las tecnologías, ha sido mayor que en 2004 y al incremento generalizado del coste de las materias primas en los mercados internacionales.

El impacto del incremento de los precios ha quedado mitigado por la política activa de gestión de compra de combustibles aplicada por la Compañía, que le ha permitido conseguir precios menores a los del mercado.

Otros aprovisionamientos y servicios.

El gasto correspondiente a este epígrafe ha ascendido a 867 millones de euros en el ejercicio 2005, con un aumento de 669 millones de euros respecto de 2004.

Esta variación ha sido consecuencia del registro de 522 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en el año 2005, que han sido de 51,9 millones de toneladas: 40,4 millones de toneladas en la península y 11,5 millones en los territorios extrapeninsulares.

La valoración de este gasto para las emisiones realizadas en la península 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 de coste de 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 diciembre de 2005, que era de 21,88 euros por tonelada.

El efecto neto de los ingresos y gastos contabilizados en el año 2005 para cubrir las emisiones de CO₂ ha ascendido a 185 millones de euros, cantidad que corresponde a un déficit de derechos estimado de 8,5 millones de toneladas.

Gastos de personal.

La plantilla del negocio de España y Portugal era de 12.709 personas a 31 de diciembre de 2005, un 1,4% menor que la del 31 de diciembre de 2004.

Los gastos de personal han ascendido a 1.041 millones de euros, con un incremento del 5,7% respecto de 2004. Estos gastos incluyen 34 millones de euros correspondientes a los costes futuros de bajas previstas por la aplicación del Plan de la Minería 2006-2012, que será uno de los factores de reducción de costes para los próximos años, así como 12 millones de euros correspondientes a la provisión por tarifa de empleados. Una vez descontados estos efectos, los costes de personal prácticamente no registran variación.

Otros gastos fijos de explotación.

Los "Otros gastos fijos de explotación" han sido de 1.034 millones de euros en 2005, con un incremento del 0,6% respecto del ejercicio anterior.

Cabe destacar que los "Otros gastos fijos de explotación" del cuarto trimestre de 2005 han sido menores en un 5,7%, es decir, en 20 millones de euros, que los del mismo trimestre de 2004, lo que pone de manifiesto los resultados que empiezan a obtenerse con la aplicación del Plan de Mejora de la Eficiencia.

II. NEGOCIO EN EUROPA.

El desglose del resultado bruto de explotación (EBITDA) y del resultado de explotación (EBIT) del negocio eléctrico en Europa ha sido el siguiente:

	EBITDA y EBIT del negocio en Europa					
	Millones de euros					
	EBITDA			EBIT		
	NIIF		PGC	NIIF		PGC
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
ENDESA Italia	694	510	393	542	382	277
Snet (1)	179	43	-	62	6	-
Gestión de energía	46	1	2	46	1	2
"Holding" y otras	(32)	(19)	(11)	(32)	(19)	(11)
TOTAL	887	535	384	618	370	268

(1) Los datos de 2004 corresponden tan sólo a los cuatro últimos meses del año, período en el que ENDESA poseía el control de Snet.

Destaca la aportación de 46 millones de euros al resultado de explotación por operaciones de gestión de energía. ENDESA puede efectuar estas operaciones sin asumir riesgos gracias a la base de generación que posee en Italia y Francia.

ENDESA Italia: evolución de las principales magnitudes.

Las principales magnitudes del resultado de explotación de ENDESA Italia han sido las siguientes:

	Principales magnitudes de ENDESA Italia		
	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	2005	2004	2003
Ingresos	2.242	1.680	1.303
Margen de contribución	853	717	558
EBITDA	694	510	393
EBIT	542	382	277

Los ingresos de la compañía italiana se han incrementado en un 33,5%, como consecuencia fundamentalmente del aumento en un 17,8% de la energía vendida.

Ésta ha ascendido a 30.911 GWh en 2005, frente a los 26.246 GWh del año anterior. De esa cantidad, 7.549 GWh corresponden a energía adquirida a terceros con un coste de 292 millones de euros, es decir, 2.168 GWh más que 2004.

La generación de electricidad de la compañía ha sido de 23.362 GWh en 2005, lo que representa un incremento de 2.497 GWh, es decir, del 12% respecto del ejercicio 2004. Su cuota en el mercado italiano se ha situado en un 8,1%.

El avance en el cumplimiento del programa de “repowering” de su parque de generación termoeléctrica le ha permitido incrementar su producción con un “mix” más eficiente, en el que se sustituye la generación con fuel-gas por la procedente de ciclos combinados de gas, así como tener una mayor capacidad para limitar los efectos del incremento de los precios de los combustibles.

De esta forma, el coste de los combustibles de ENDESA Italia se ha incrementado en sólo 241 millones de euros en el ejercicio 2005. Esta cifra es mucho menor que el incremento que han experimentado los ingresos como consecuencia de los mayores precios de la electricidad ocasionados por la repercusión del incremento de los precios de los combustibles.

Los efectos favorables del programa de “repowering” se reflejan también al comparar la distribución por tecnologías que presentaba la generación de la compañía en 2004 con la de 2005: la participación de los ciclos combinados de gas ha pasado del 30,4% al 50,4%, mientras que la del fuel-gas ha descendido del 31,1% al 16,2%.

El epígrafe de “Otros aprovisionamientos y servicios” incluye, entre otros conceptos, las estimaciones del coste de las emisiones de CO₂ realizadas en 2005 por importe de 21 millones de euros que se prevé que no estén cubiertas por la distribución de derechos que deberá realizar el Gobierno italiano en función de la propuesta enviada por éste a la Unión Europea, que se encuentra pendiente de aprobación.

Por otro lado, el pasado 23 de junio de 2005 se ha publicado el Real Decreto que establece el modo en el que ENDESA Italia cobrará los 169 millones de euros que le corresponden en concepto de costes de transición a la competencia en el período 2005-2009.

Del importe total aprobado, se han contabilizado 33 millones de euros como mayor ingreso en la cuenta de resultados de 2005. El importe restante, es decir, 136 millones, se ha diferido en función de la vida útil de las instalaciones afectadas.

III. NEGOCIO EN LATINOAMÉRICA.

A lo largo de 2005, el negocio de ENDESA en Latinoamérica ha aprovechado la recuperación económica experimentada por la región. En este contexto, más favorable que el de ejercicios anteriores, este negocio ha puesto de manifiesto su potencial de rentabilidad, manteniendo al mismo tiempo su proceso de fortalecimiento financiero y optimización societaria, y consolidando a ENDESA como la primera multinacional eléctrica de Latinoamérica, con una potencia de 14.095 MW, una generación total de 57.890 GWh y unas ventas de 55.246 a un total de 11,2 millones de clientes.

El crecimiento económico sostenido y la estabilidad monetaria que han caracterizado en términos generales el desarrollo del ejercicio han generado un entorno favorable con elevados incrementos de la demanda de electricidad en los mercados abastecidos por las compañías participadas de ENDESA, cuyas ventas de electricidad han alcanzado un crecimiento medio del 5,6% respecto de 2004 en el conjunto de las zonas en las que operan.

Esta mayor demanda ha conducido, a su vez, a incrementos significativos en la generación de estas compañías, con un crecimiento medio del 5,1%.

Este entorno ha favorecido también aumentos generalizados en los precios y márgenes de sus negocios. Como consecuencia de ello, su resultado de explotación ha crecido un 10% en el negocio de generación y transporte, y un 43,4% en el de distribución.

Los datos físicos de la generación y distribución de las empresas latinoamericanas de ENDESA han sido los siguientes:

	Producción y ventas de electricidad (GWh)					
	Producción			Ventas		
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Chile	18.764	16.797	16.524	11.851	11.317	10.518
Argentina	16.154	15.884	11.208	14.018	13.322	12.656
Perú	6.895	5.655	4.683	4.530	4.250	3.968
Colombia	11.864	11.881	10.794	10.094	9.656	9.254
Brasil	4.213	4.889	3.271	14.753	13.769	13.130
TOTAL	57.890	55.106	46.480	55.246	52.314	161.500

En 2005 el aumento de la demanda y el estrechamiento de los márgenes de reserva han dado lugar a un aumento del margen unitario obtenido por las empresas de generación del 9,9% con respecto a 2004, hasta situarse en 21,1 dólares por MWh producido.

Cabe destacar que este aumento se ha registrado a pesar de la evolución de los precios de los combustibles líquidos y de las restricciones de gas que han afectado a Chile y Argentina.

Por lo que se refiere a las empresas de distribución, la mejora del "pass-through" de los precios de generación conseguida en las revisiones tarifarias que han tenido lugar durante el año, unida a la eficiencia operativa de las compañías, ha dado lugar a una sustancial mejora de los márgenes de operación. Su VAD se ha situado en 30,3 dólares por MWh distribuido, con un incremento del 28,9%.

En el cuarto trimestre de 2005, ha continuado el proceso de perfeccionamiento de los marcos regulatorios en los que desarrollan sus actividades las empresas participadas de ENDESA en Latinoamérica.

En octubre de 2005, ENDESA, junto con el resto de agentes generadores de Argentina, firmaron el Acuerdo Definitivo con la Secretaría de Energía para la gestión y operación de los proyectos de readaptación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este acuerdo es continuación del Acta de Adhesión suscrita en diciembre de 2004, bajo la cual los generadores acordaron su participación en un fondo fiduciario constituido para la financiación de las inversiones necesarias para incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM).

El 9 de diciembre se firmó el Acuerdo de entendimiento en materia energética entre Brasil y Argentina para el período transitorio 2006-2008. Mediante este acuerdo, ambos países se comprometen a adecuar la normativa para permitir cambios contractuales en materia de exportación e importación.

También en diciembre, el Senado argentino aprobó el acuerdo firmado entre Edesur y el Uniren para el aumento de tarifas, aunque su aplicación sigue pendiente. Estos acuerdos se añaden a las revisiones tarifarias que han tenido lugar en 2005 en Chilectra, Ampla, Coelce y Edelnor. Incremento del beneficio neto en un 106,3%

El beneficio neto de este negocio se ha situado en 262 millones de euros en el ejercicio 2005, lo que representa una contribución del 8,2% al resultado neto total de ENDESA y un crecimiento del 106,3% respecto del año 2004.

La evolución del resultado bruto de explotación (EBITDA) y del resultado de explotación (EBIT) del negocio latinoamericano de ENDESA, desglosada por actividades, ha sido la siguiente:

	EBITDA y EBIT del negocio Latinoamericano					
	EBITDA (Millones de euros)			EBIT (Millones de euros)		
	NIIF		PGC	NIIF		PGC
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Generación y transporte	1.037	914	905	768	698	681
Distribución	898	663	602	677	472	417
Otros	(57)	(55)	(23)	(69)	(116)	(27)
TOTAL	1.878	1.522		1.376	1.054	1.071

Su distribución entre los países en los que ENDESA opera a través de empresas consolidadas por integración global ha sido la que se indica a continuación:

	EBITDA y EBIT de ENDESA en Latinoamérica por negocios					
	EBITDA (Millones de euros)			EBIT (Millones de euros)		
	NIIF		PGC	NIIF		PGC
	2005	2004	2003	2005	2004	2003
Generación y Transporte						
Chile	365	266	260	248	179	172
Colombia	232	220	185	183	178	143
Brasil – Generación	128	98	33	111	84	26
Brasil – Transporte	55	68	145	38	54	129
Perú	154	127	144	114	90	105
Argentina - Generación	93	123	123	66	101	96
Argentina – Transporte	10	12	15	8	12	10
TOTAL	1.037	914	905	768	698	681
Distribución						
Chile	192	168	148	168	147	131
Colombia	236	206	138	165	139	75
Brasil	329	145	176	262	96	125
Perú	74	69	69	44	40	42
Argentina	67	75	71	38	50	44
TOTAL	898	663	602	677	472	417

Generación y transporte.

Chile.

En el año 2005, la generación del país se ha visto condicionada por los problemas de suministro de gas natural que han afectado a las centrales térmicas y que les han obligado a sustituirlo por combustibles líquidos, más caros.

En el caso de las compañías participadas de ENDESA, este efecto se ha visto compensado sobradamente por el aumento del 11,7% de la energía generada por las instalaciones hidroeléctricas, gracias especialmente a la entrada en funcionamiento de la central de Ralco en septiembre de 2004, y a las subidas del precio del nudo, derivadas, a su vez, del cambio de la matriz energética a raíz de la crisis de suministro de gas. Todo ello ha dado lugar a un aumento del EBIT del 38,5% respecto de 2004 que lo ha situado en 248 millones de euros.

Colombia.

Si bien la energía generada en 2005 se ha mantenido prácticamente en los niveles de 2004, el efecto positivo de la evolución del peso colombiano con respecto al euro ha permitido alcanzar un EBITDA de 232 millones de euros y un EBIT de 183 millones de euros, con incrementos del 5,5% y del 2,8% respectivamente.

Brasil (Generación).

La generación eléctrica en Brasil ha experimentado un descenso del 13,8% por los problemas de suministro de gas que han afectado a ENDESA Fortaleza. Sin embargo, el efecto favorable del menor consumo de combustibles, de la variación positiva de los precios y de la variación del tipo de cambio ha dado lugar a un aumento del 30,6% en el EBITDA y del 32,1% en el EBIT, situándolos en 128 y 111 millones de euros, respectivamente.

Brasil (Transporte).

Las dificultades de disponibilidad de electricidad en Argentina para su exportación a Brasil como consecuencia de los problemas de suministro de gas anteriormente citados han tenido un impacto negativo en los resultados de la interconexión entre ambos países, dando lugar a un EBIT de 38 millones de euros, 16 millones menor que el obtenido en el año 2004.

Perú.

Las ventas de la generación se han situado en 299 millones de euros en 2005, un 3,5% más que en 2004. El efecto de los menores precios registrados como consecuencia de la mayor hidraulicidad se ha visto compensado por el incremento en un 21,9% de la energía generada.

El incremento de la hidraulicidad ha permitido disminuir en 35 millones de euros el coste de los combustibles, lo que ha contribuido a un aumento de 27 millones de euros en el EBITDA y de 24 millones de euros en el EBIT, que se han situado en 154 millones de euros y 114 millones de euros, respectivamente.

Argentina.

Los problemas de abastecimiento de gas mencionados han dado lugar a un significativo encarecimiento de los combustibles (+48,5%), por la necesidad de producir electricidad con combustibles líquidos. Por ello, aunque las ventas físicas de generación han aumentado en un 1,7%, los márgenes han empeorado.

Como consecuencia de este empeoramiento, el EBITDA ha descendido un 24,4% y el EBIT lo ha hecho en un 34,7%, situándose en 93 millones de euros y 66 millones de euros, respectivamente.

Distribución.

Chile.

El EBITDA y el EBIT de la distribución han aumentado un 14,3% respecto del año anterior. Estos aumentos han sido debidos a que el aumento de las ventas producido por el incremento de la demanda ha compensado la reducción de los márgenes derivados de la última revisión tarifaria.

Colombia.

El EBITDA de la distribución en Colombia se ha incrementado en un 14,6% y el EBIT en un 18,7%.

Estos incrementos se han debido a que el aumento del 10,5% en las ventas, que se han situado en 400 millones de euros, ha sido suficiente para cubrir los mayores costes de las compras de electricidad, y a la favorable evolución del tipo de cambio del peso colombiano con respecto al euro.

Brasil.

Las ventas de la distribución en Brasil se han situado en 1.319 millones de euros en 2005, es decir, un 53,7% más que en 2004.

Este aumento se ha debido a la mejora de los márgenes como consecuencia de la que ha experimentado el "pass-through" de los precios de generación y, en menor medida, al aumento del volumen de la energía vendida.

Por otro lado, el incremento de los ingresos por ventas de electricidad ha cubierto sobradamente el de los costes, lo que ha permitido alcanzar un EBITDA de 329 millones de euros y un EBIT de 262 millones de euros, con crecimientos del 126,9% y del 172,9%, respectivamente, en comparación con los registrados en 2004.

Perú.

El EBITDA de la distribución en Perú se ha situado en 74 millones de euros, es decir, un 7,2% más que en 2004. A su vez, el EBIT ha crecido en 2005 4 millones de euros hasta situarse en 44 millones de euros, con un crecimiento del 10%.

Esta evolución ha sido debida al buen comportamiento de las ventas, que se han situado en 298 millones de euros, con un crecimiento de 36 millones de euros respecto del ejercicio 2004, frente al incremento de 22 millones de euros en las compras de electricidad.

Argentina.

El EBITDA y el EBIT de la distribución en Argentina han registrado caídas de 8 y 12 millones de euros, respectivamente, en comparación con 2004.

Una parte importante de esta disminución ha sido consecuencia de que las cifras de este último año incluían un importe de 10 millones de euros por la indemnización recibida de Alstom a causa del incidente de suministro de Azopardo.

El resto ha sido resultado del incremento de las compras de energía y de los costes fijos, que no se ha visto compensado por el aumento de los ingresos, situación que puede variar en el futuro en el marco de la próxima revisión tarifaria.

IV. OTROS NEGOCIOS.

En 2005 ENDESA ha vendido en 2005 el 27,7% del capital del operador de telecomunicaciones Auna por un importe de 2.221 millones de euros, consiguiendo una plusvalía de 1.115 millones de euros después de impuestos.

La venta se realizó a France Telecom mediante un acuerdo suscrito el 29 de julio de 2005, cuya formalización, una vez obtenida la aprobación de las autoridades comunitarias, se produjo el 8 de noviembre de 2005.

El 30 de diciembre de 2005 se formalizó la venta a Deutsche Bank del 5,01% restante por un importe de 378 millones de euros. ENDESA mantiene el derecho a percibir el 90% de la parte del precio de venta de la primera transacción que se realice sobre estas acciones a partir del 8 de noviembre de 2008 que supere el valor de 361 millones de euros capitalizados anualmente a una tasa del 4,5%. La plusvalía por esta venta, que asciende a 171 millones de euros después de impuestos, no se registrará hasta el primer trimestre de 2006, ya que a 31 de diciembre de 2005 no había finalizado el período de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte del resto de los accionistas de Auna.

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.

En 2005 ENDESA ha vendido en 2005 el 27,7% del capital del operador de telecomunicaciones Auna por un importe de 2.221 millones de euros, consiguiendo una plusvalía de 1.115 millones de euros después de impuestos.

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.

I. MARCO REGULADOR 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.

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.

I.1. Variación de la tarifa eléctrica en 2005.

El Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, estableció la tarifa eléctrica para 2005 aprobando la revisión de las tarifas integrales y de acceso y aplicando la metodología de tarifas introducida por el Real Decreto 1432/2002, de 31 de diciembre.

Esta metodología 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 desglosa 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 fue del 1,71%. Las tarifas de suministro doméstico (1.0, 2.0 y 2.0N) se incrementaron en un 1,74% y el resto, en torno a un 1,61%, excepto la tarifa D, aplicable a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, cuya subida fue del 2,82%.

A su vez, las tarifas de acceso que se han de aplicar en el mercado liberalizado fueron incrementadas en un 1,71% por término medio.

La tarifa del ejercicio 2005 incluyó 80 millones de euros para financiar los planes de mejora de la calidad de servicio que se han de desarrollar en las zonas en las que 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.

I.2. Establecimiento de la tarifa eléctrica para 2006.

El Real Decreto 1556/2005, de 28 de diciembre, estableció la tarifa eléctrica para 2006 aplicando, por cuarto año consecutivo, la metodología de tarifas mencionada en el apartado anterior.

El incremento aprobado de la tarifa media o de referencia fue del 4,48%. Las tarifas de suministro doméstico (2.0 y 2.0 N) subieron un 4,48% y el resto, en un 5,05% aproximadamente, excepto la tarifa D, aplicable a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, cuya subida fue del 7,43%. Las tarifas de acceso del mercado liberalizado crecieron un 2,86% de media.

El incremento de la tarifa media incluye la variación máxima del 1,4% por la actualización de costes para el año 2005, un -0,6% de variación, como consecuencia de la corrección de parámetros del ejercicio 2005, y un 2,48% como consecuencia de la consideración de costes adicionales por el desarrollo normativo del Real Decreto 1747/2003 sobre sistemas extrapeninsulares – por importe de 121,1 millones de euros –, mayores costes del régimen especial por aplicación del Real Decreto 436/2004 --158,5 millones -- y el Plan de Estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012, que supone 173,5 millones de euros.

Además, el Real Decreto antes citado manifiesta la intención de revisar la tarifa media en julio de 2006 para recoger el déficit de liquidaciones correspondiente al año 2005 y la revisión de los costes incluidos en el cálculo de la misma.

I.3. Real Decreto-Ley 3/2006.

El 24 de febrero de 2006 se aprobó el Real Decreto-Ley 3/2006 por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

Conforme al mismo, las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica presentadas simultáneamente por sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial en los mercados

diario e intradiario de producción y en el mismo período de programación, serán asimiladas a contratos bilaterales físicos por el operador del mercado por las cantidades coincidentes de venta y adquisición, de manera que dichos sujetos sólo pueden participar en la casación por la posición neta del grupo, que podrá ser alternativamente compradora o vendedora. El precio provisional a considerar para los distribuidoras por la energía adquirida a través de dicho mecanismo de asimilación será el coste medio previsto en la tarifa de 2006 para la energía generada en régimen ordinario para el territorio peninsular, incluyendo los costes de los servicios de ajuste y la garantía de potencia, que se corresponde con 42,35 €/MWh.

Se establece también que a partir del 2 de marzo de 2006, para las tasaciones correspondientes al 3 de marzo de 2006, la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica se minorará en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente. A los efectos del cálculo de los importes de los eventuales saldos negativos de la liquidación de la tarifa del año 2006 correspondientes al período desde el 1 de enero de 2006 hasta el día 2 de marzo de 2006, inclusive, dichos importes se minorarán para cada grupo empresarial a los que pertenecen las empresas que figuran en el apartado 1.9 del Anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, en una cantidad equivalente al valor de los derechos de emisión asignados por acuerdo del Consejo de Ministros de 21 de enero de 2005.

I.4. Sistemas insulares y extrapeninsulares.

El 19 de diciembre de 2003, se aprobó el Real Decreto 1747/2003 que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, desarrollando lo previsto en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, sobre la reglamentación de estos sistemas.

Con fecha 30 de marzo de 2006 se ha culminado el proceso de desarrollo de la reglamentación específica de los SEIE, iniciada con la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico y, posteriormente, por el Real Decreto 1747/2003, estableciendo un marco regulatorio estable, que permita afrontar con garantías las inversiones y la actividad de generación en estos sistemas. En esa fecha, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio ha aprobado las normas pendientes, habiendo sido publicadas en el Boletín Oficial del Estado el día 31 de marzo de 2006: Orden/ITC/914/2006, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares; y Orden/ITC/913/2006, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. El esquema retributivo establecido para la actividad de generación contempla el reconocimiento de los costes asociados al desarrollo de esta actividad en los SEIE: Costes de inversión, operación y mantenimiento, y combustibles. La entrada en vigor de la Orden se establece para el 10 de abril de 2006.

La cuantificación del efecto de la aplicación de las Órdenes Ministeriales aprobadas para el período 2001-2005 asciende a 887 millones de euros, importe superior en 243 millones de euros al importe contabilizados por ENDESA a 31 de diciembre de 2005. A la fecha actual, está aún pendiente de determinar el calendario en que se recuperarán estos importes que, en cualquier caso, devengará los correspondientes intereses.

I.5. Costes de Transición a la Competencia (en adelante, “CTC”).

Con la aprobación del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso de la productividad, se ha pospuesto la liquidación anual de los CTC del año 2004 hasta después del 1 de enero de 2006, estando aún pendiente de determinar el momento en que se recuperarán los importes pendientes de liquidar.

Además, se ha cambiado el procedimiento para calcular las aportaciones de los agentes destinadas a cubrir el posible “déficit” en la tarifa, fijando porcentajes fijos de aportación por empresa.

I.6. Plan de Energías Renovables 2005-2010.

En el mes de julio, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio presentó el Plan de Energías Renovables para el periodo 2005-2010, que prevé una duplicación de la participación de estas

energías en el balance español de energía primaria, de modo que representen más del 30% del consumo bruto de electricidad en 2010.

El Plan analiza con detalle el estado actual de las tecnologías, su evolución futura y las inversiones necesarias para conseguir sus objetivos, que cifra en más de 23.000 millones de euros.

Subraya también que algunas energías, como la biomasa, han registrado en los últimos años un desarrollo menor que el previsto y prevé un fuerte crecimiento de la tecnología eólica, que podría alcanzar los 20.000 MW instalados en 2010.

I.7. Plan de Dinamización de la Economía.

En febrero de 2005, el Gobierno aprobó una serie de medidas para impulsar la productividad de la economía española. Entre las adoptadas en relación con la electricidad y el gas, destacan las siguientes:

- Mandatos del Consejo de Ministros:
 - o Medidas para facilitar el cambio de suministrador en electricidad y gas.
 - o Realización de estudios por parte de la CNE sobre los costes imputables a las tarifas en los sectores eléctrico y gasista para actualizar la normativa sobre medidas y analizar mermas y autoconsumos.
 - o Depósito de avales para la construcción de instalaciones de generación, que se ejecutarán si éstas no se construyen.
 - o Creación de mercados secundarios de capacidad de instalaciones gasistas.

- Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de Marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública. Real Decreto 942/2005, de 29 de Julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, y Real Decreto 1454/2005, de 2 de Diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
 - o Retraso de la liquidación definitiva del año 2004 y modificación de las cuotas de aportación al déficit de tarifa de los distintos agentes.
 - o Cambio del mecanismo de financiación del 2ª ciclo del combustible nuclear, que hasta esta nueva norma se realizaba con cargo a la tarifa. A partir de este Real Decreto Ley, los propietarios de centrales nucleares habrán de aportar las cantidades necesarias para financiar estas actividades, en función de la energía producida por sus instalaciones.
 - o Definición de la figura de operador dominante, que es el que tiene una cuota de mercado superior al 10% en los mercados generación y suministro de electricidad, producción y distribución de carburantes, o producción y suministro de gas natural y gases licuados del petróleo. Además, se prohíbe que los operadores dominantes del sector eléctrico importen electricidad de cualquier país fuera del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).
 - o Limitación del papel del Operador del Mercado a la gestión del mercado diario y de los intradiarios. El Operador del Sistema gestionará el mecanismo de restricciones, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y la garantía de potencia.
 - o Modificación de diversos aspectos regulatorios del mercado de producción para adaptarlo al futuro desarrollo del MIBEL.
 - o Se confirma el carácter de monopolio natural de la distribución.
 - o Se extiende el cobro de la garantía de potencia a las unidades de producción adscritas a un contrato bilateral.
 - o Se otorgan derechos exclusivos a las autorizaciones de instalaciones de distribución de gas natural, evitando la construcción de instalaciones redundantes o innecesarias en una misma área.
 - o Se regula el cambio de suministro de gas natural, estableciendo las condiciones para el retorno de grandes clientes del mercado liberalizado al regulado.

- Ley de reformas 24/2005, de 18 de Noviembre, para el impulso de la productividad:

- Propuesta de prolongar la existencia de las tarifas de alta tensión hasta el 1 de enero de 2010.
- Las liquidaciones del sector del gas las realizará la CNE. Asimismo, se propone que las instalaciones que son objeto de planificación obligatoria tengan carácter obligatorio y no de mínimo exigible.
- Se propone el uso de la biomasa como combustible secundario en las instalaciones del régimen ordinario, con un incentivo según su utilización.

A su vez, en el Quinto Eje del Plan Nacional de Reformas, se habla de la necesidad de “Más competencia, mejor regulación, eficiencia de las Administraciones Públicas y competitividad”.

I.8. Mercado de producción de energía eléctrica.

El 24 de junio de 2005 la Secretaria General de la Energía aprobó una Resolución que establece los procedimientos de operación “3.1 Programación de la Generación” y “3.2 Resolución de Restricciones técnicas”, para dar desarrollo al Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modificó el procedimiento de resolución de las restricciones técnicas. La principal novedad este Real Decreto reside en la presentación de ofertas específicas para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas, lo que ha proporcionado una mayor claridad y transparencia a su funcionamiento.

Por otro lado, como resultado de una consulta pública de los reguladores del sector energético de España y Francia, éstos han presentado en 2005 una propuesta conjunta para la gestión de la capacidad de la interconexión entre ambos países.

La propuesta consiste básicamente en la realización de subastas explícitas de la capacidad de la interconexión, con distintos horizontes temporales, y la creación de un mecanismo de intercambio de energía entre los mercados organizados de ambos países que permita que circule toda la energía posible por la interconexión en los momentos en los que exista diferencia de precios entre ellos.

Por último, el 30 de diciembre se publicó la orden ITC/4112/2005, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

I.9. Mercado Ibérico de la Electricidad (en adelante, “MIBEL”).

En la pasada XXI Cumbre Hispanolusa, los gobiernos español y portugués decidieron que la entrada en funcionamiento del MIBEL se produciría en julio del año 2006. El gobierno portugués se comprometió a que el OMIP (Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués) estaría operativo en marzo de ese mismo año. Asimismo, acordaron la creación de un Consejo de reguladores para avanzar en la convergencia regulatoria entre ambos países.

España ha adoptado ya medidas para conseguir esta convergencia, modificando la regulación existente para igualar los derechos de los agentes de ambos países y haciendo propuestas para cubrir aspectos aún no contemplados en ella, como es el caso de la relativa a la creación de mercados secundarios de la energía.

I.10. Disposiciones regulatorias en el sector eléctrico portugués.

Una vez aprobado en septiembre de 2004 el mecanismo de los CMEC (Costes de Mantenimiento del Equilibrio Contractual) por parte de la CE, el Gobierno portugués publicó el 7 de enero de 2005 el Decreto Ley 12/2005 que los regula.

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 Electrica 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.

I.11. Disposiciones regulatorias sobre el sector del gas en España.

Variación de la tarifa del gas en 2005.

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 2005 a la publicación de dos Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Orden ITC/3321/2005, de 25 de octubre.

Esta última establece un recargo en el coste de la materia prima de 0,0814 c€/kWh durante 6 trimestres, desde la tercera semana de octubre hasta la actualización de tarifas correspondiente a abril de 2007, como consecuencia de que las ventas previstas hasta fin de año en el mercado regulado superarían las estimaciones realizadas a principios del ejercicio.

La Orden ITC/102/2005, de 28 de enero de retribución de las actividades reguladas del sector gasista, fija en 1.178 millones de euros la retribución de la actividad de distribución para el año 2005, un 7,9% mayor que la de 2004. La retribución fija de la actividad de transporte prevista para 2005 es de 500,7 millones de euros, cuantía a la que hay que añadir 55,2 millones de euros por el término variable de regasificación.

El 27 de diciembre se emitió la Orden ITC/4101/2005 por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar; la orden ITC/4100/2005, que establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, y la orden ITC/4099/2005, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS).

El 11 de octubre se publicó la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista (en adelante, "NGTS").

El objetivo de estas normas es propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas.

Las NGTS regulan elementos tales como los procedimientos de coordinación para la explotación y mantenimiento de las instalaciones del sistema de transporte de gas, los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas hacia y desde el sistema gasista nacional, el uso de las interconexiones internacionales, las medidas a adoptar en caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento, los procedimientos de actuación en caso de desbalances del sistema, introduciendo un mercado de desvíos, etc.

El 11 de octubre, mediante la orden ITC/3283/2005, se aprobaron normas relativas a los deberes de información de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, así como a las facultades de inspección de la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

II. MARCO REGULATORIO EN EL RESTO DE EUROPA.

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

II.1. Italia.

Liberalización del mercado y tarifas.

Sigue el proceso de liberalización del mercado italiano de la energía. Desde el 1 de enero del 2005, la Autoridad de la Energía, con Delibera 253/04 y sucesivas modificaciones, ha autorizado la participación activa de la demanda, permitiendo a mayoristas y a grandes clientes comprar energía en la Bolsa con ofertas horarias. Desde el 2004, con la Ley 239,

todos los clientes, excepto los consumidores domésticos, son clientes elegibles. La liberalización completa del mercado se ha fijado para el 1 de julio de 2007.

La Bolsa de la energía 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”.
- Mercado de capacidad, que se rige por unos criterios de remuneración fijados por la autoridad.

En 2005 el Gestor de la Red ha confirmado el mecanismo de remuneración para los operadores que ofrecen la disponibilidad de las plantas en los días de consumo críticos para la cobertura de la demanda nacional (Capacity Payment), que se compone de una parte fija y de una parte variable, en función de la remuneración prevista para los operadores si operaran todavía en el mercado regularizado.

El Decreto Ley 6/8/2004 establece los importes que han de percibir los generadores en concepto de costes de transición a la competencia. Esta norma reconoce a las generadoras un importe total de 850 millones de euros para dicho período, del cual a ENDESA Italia, S.p.A. le corresponde un importe de 169 millones de euros. En diciembre de 2004, este mecanismo fue aprobado por la Comisión Europea y el pasado 23 de junio de 2005 se publicó el Decreto-Ley que reconoció a ENDESA Italia, S.p.A. el derecho de cobro de dicho importe en concepto de costes de transición a la competencia de las plantas generadoras y establece el calendario de cobro de los importes reconocidos, que se producirá a partir de 2005 y con límite en 2009. El ingreso por este concepto se reconoce en la cuenta de resultados en función de la vida útil de los activos, por lo que se han reconocido estas compensaciones.

Desde el 1 de enero 2005, se aplica en Italia el “Emission Trading System”, previsto en la Directiva Comunitaria 2003/87/CE. En el mes de diciembre de 2005, el Gobierno aprobó el Plan Nacional de Asignación de los derechos de emisión, asignando a ENDESA Italia un total de 33,9 millones de toneladas de CO₂ para el período 2005-2007.

El 1 noviembre 2005, se concluye el proceso de integración de la propiedad y de la gestión de la red de transmisión nacional (en adelante, “GRTN”), con la adquisición por parte de Terna S.p.A. de las actividades de programación, desarrollo y servicios de red del GRTN S.p.A. Desde noviembre, el GRTN se ocupa del desarrollo y de la incentivación de la energía renovable y de otras actividades de carácter público.

II.2. Francia.

El 13 de junio de 2005 fue aprobada la Ley de Orientación Energética. Esta ley tiene por objeto la definición de los objetivos y políticas energéticas en Francia, completando la legislación actual en el campo de gestión de la demanda, de las energías renovables y de la calidad de las redes de transporte y distribución de electricidad. La ley establece medidas propias que aseguren una inversión suficiente en el parque de generación y en las redes para garantizar la calidad y la seguridad del aprovisionamiento de electricidad.

El Plan Nacional de Asignaciones de cuotas de CO₂ ha sido establecido para el periodo 2005-2007 mediante el Decreto n° 2005-190 de 25 de febrero de 2005. La asignación global para las emisiones de Snet en este período ha sido de 6,8 millones de toneladas de CO₂.

III. MARCO REGULATORIO EN LATINOAMERICA.

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

III.1. Generación.

En su mayoría corresponde a mercados liberalizados en la que los agentes determinan de manera libre sus decisiones de inversión en generación sobre la base de planes indicativos propuestos por el Regulador. En el caso particular de Brasil la expansión del sistema es definida por el Estado, y el desarrollo de estas inversiones son llevadas a cabo a través de

licitaciones de energía. En la mayoría de los países de Latinoamérica existen centros de despacho centralizados basados en costes variables de producción que buscan la utilización óptima de los recursos de generación; y que, dependiendo del país, están parcialmente dolarizados. Estos costes variables determinan el precio marginal de generación, a excepción de Colombia donde el despacho es realizado sobre la base ofertas. 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.

III.2. Distribución.

En los cinco países en los que el Grupo opera, la venta de energía a los clientes no liberalizados es regulado y basado en el precio de compra de los generadores más una componente de valor agregado de distribución (VAD), que es revisado por el regulador en forma periódica en procesos de revisiones de tarifa que se realizan cada 4 o 5 años dependiendo del país. En Argentina, Chile y Perú el precio de compra está asociado al coste marginal de generación. En el caso particular de Argentina el precio de compra de energía, que se revisa cada trimestre, no ha sido ajustado en 2005. En Brasil, el precio de compra de energía resulta de los procesos de licitaciones y de los contratos existentes. En Colombia, el precio de compra de energía se obtiene de procesos de subastas de energía libres y abiertas con los generadores, pero el traspaso del precio a los clientes finales lleva una señal de eficiencia del conjunto de las distribuidoras al pactar estos precios con las generadoras.

III.3. Clientes Liberalizados.

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

PAIS	MW (Mínimos)
Chile	0,5
Argentina	0,03
Colombia	0,1
Perú	1,0
Brasil	3,0

III.4. 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.

III.5. 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 abril de 2005, una iniciativa conocida como "Ley Corta II" fue aprobada por el Senado. Ésta busca ampliar la inversión en generación y proveer un precio fijo basado en contratos de largo plazo entre generadores y distribuidores vía procesos de licitación (antes de esta iniciativa el precio se determina por el regulador cada seis meses. Este precio se conoce como precio de nudo). Durante el período de transición de 2005 hasta diciembre de 2008 distribuidores que no habían podido obtener contratos tienen la oportunidad de hacerlo a coste marginal. Como resultado de esta iniciativa, se espera que los precios que resulten permitan el desarrollo de la generación e inversiones adicionales como el proyecto de GNL actualmente en desarrollo. Esta ley es adicional a la Ley Corta I promulgada en 2004 que permitía resolver la retribución de transmisión, reducción del umbral de elegibilidad de 2 MW a 0,5 MW, reforma a la remuneración de la subtransmisión y necesidad de desarrollar un reglamento de servicios complementarios.

Durante 2005 se han dado los primeros pasos para la realización de las licitaciones de energía vía la preparación de las bases de licitación, esperando concretarse durante 2006.

- 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 0,5 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 según el sector. Una resolución de de Enero de 2006 modificó las participaciones así como sus metodologías de cálculo. De esta forma, se eliminó el límite de 25% que aplicaba a la

distribución. En generación, si bien se mantiene el 25% porcentaje, se modificó el cálculo al considerar en la capacidad efectiva neta de generación del SIN la capacidad de los enlaces internacionales, lo que significa acceder a un mayor volumen de mercado. Una situación similar ocurre con la comercialización. 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 deben fijar 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, se modificó la paridad dólar-peso, congelándose las tarifas de los servicios públicos (electricidad, agua, telefonía). 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).

EL 15 de junio Edesur llegó a un acuerdo revisado el 29 de agosto 2005 con el Gobierno Argentino estableciéndose un período de transición que incluye un incremento del VAD del 28% a aplicar desde noviembre de 2005. En el marco del mismo acuerdo se abre el compromiso de una Revisión de Tarifas Integral a realizarse en junio de 2006 para determinar el nivel de remuneración definitiva que debe tener la distribuidora por cinco años a partir de agosto del mismo año. A la fecha, el referido incremento del 28% se encuentra a la espera de la firma del Poder Ejecutivo Nacional, que según los compromisos asumidos tendrá efecto retroactivo.

En lo referente a la generación de electricidad, en 17 de octubre de 2005 los agentes generadores firmaron con la Secretaría de Energía el Acuerdo Definitivo para la recomposición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Este acuerdo es la ratificación de la firma de Acta de Adhesión de Diciembre de 2004, bajo la cual los generadores acordaron participar en un fondo creado por la Secretaría para financiar las Inversiones necesarias e incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM).

En este marco de este acuerdo definitivo, los generadores, a través de su participación en el fondo, se comprometen a construir 1.600 MW de capacidad de generación adicional a través de dos proyectos de ciclo combinado de 800 MW cada uno, cuya operación en ciclo abierto (operación de sólo las turbinas de gas) debe iniciarse en Diciembre de 2007, mientras que la central en su totalidad debe estar en operación en Junio de 2008.

Por su parte, el gobierno se compromete a realizar las acciones que permitan dar inicio a un restablecimiento progresivo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a subsanar las obligaciones que mantiene con los generadores.

- 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 congela las tarifas de los servicios públicos, estableciéndolas en moneda argentina (pesificación) y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos de concesión con las empresas privatizadas.

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).

En 2004 se aprobó un nuevo Modelo del Sector Eléctrico de Brasil mediante las Leyes número 10.848, 10.847 y el Decreto n° 5.163, que en conjunto, regulan la comercialización de energía eléctrica entre los diferentes agentes del sector eléctrico brasileño y definen los procesos de otorgamiento de concesiones y autorizaciones. Estos cambios en la regulación son 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.

En el marco de desarrollo del marco regulatorio se han realizado varias subastas de energía vieja y nueva con el fin de asignar los requerimientos más inmediatos de demanda. Durante 2005 se realizaron cuatro subastas de energía.

- 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. La revisión de las tarifas afecta tanto a la parcela A y B correspondiente a las compras de energía y a la remuneración de la distribuidora en sí misma, que se actualizan anualmente.

En 2003 se realizaron las últimas revisiones de tarifas de distribución. Estas, dependiendo de la empresa, se revisan cada 4 o 5 años según corresponda. En el caso de Coelce ésta se realizará en 2007. En el caso de AMPLA, ésta se realizará en 2009 (En un principio debería haber sido en 2008, pero se modificó la fecha de revisión a Marzo para hacerla más coherente con el actual marco regulatorio).

- 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). Está se encargará de proponer y definir los proyectos de expansión de la generación y transmisión al cual deberán acudir los generadores.
- Comité de Monitoramiento del Sector Eléctrico (CMSE). Se encarga de acompañar el desarrollo de las nuevas usinas y líneas de transmisión, con poderes para indicar medidas de protección a seguridad del suministro.
- Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE): sustituyendo al antiguo MAE. Gestión comercial del sector.
- 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, 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. En noviembre de 2005 culminó el proceso de revisión de tarifas de distribución que para Edelnor significó mantener su 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. Liquida 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.

10. RECURSOS DE CAPITAL

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

En el ejercicio 2004 ENDESA se ha acogido a la excepción contenida en la NIIF 1, adoptada por la Unión Europea, que permite aplicar las NIC 32 y 39 relativas a instrumentos financieros a partir del 1 de enero de 2005, sin exigir la adaptación de las cifras comparativas del año anterior.

Los recursos de capital de ENDESA se componen de los fondos propios, tanto los atribuibles a los accionistas de ENDESA como a los accionistas minoritarios de filiales controladas por ENDESA, y por el endeudamiento financiero.

Fondos Propios

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución de los fondos propios del Grupo en los tres últimos ejercicios (véase también Balance de Situación Consolidado en Apartado 20.1.):

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	31 de diciembre de 2005	31 de diciembre de 2004	31 de diciembre de 2003
Patrimonio Neto	16.327	14.133	13.746
De la Sociedad Dominante	11.590	8.728	8.801
De accionistas Minoritarios	4.737	5.405	4.945

Endeudamiento Financiero

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 2005, 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.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del endeudamiento neto del Grupo en los tres últimos ejercicios y su asignación por negocios:

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	31 de diciembre de 2005	1 de enero de 2005 (1)	31 de diciembre de 2003 (2)
Negocio en España y Portugal	11.461	9.586	6.429
Negocio en Europa:	1.286	2.123	2.437
Deuda de ENDESA Italia con terceros	815	1.293	1.347
Resto	471	830	1.090
Negocio en Latinoamérica:	6.109	5.350	6.560
Deuda de Enersis con terceros	5.207	4.081	4.630
Resto	902	1.269	1.930
Otros negocios	(575)	1.639	1.824
TOTAL	18.281	18.698	17.250

(1) Corresponde a 31 de diciembre de 2004 recogiendo el efecto de la aplicación de las NIC 32 y 39.

(2) Los importes correspondientes al ejercicio 2003 no incluyen las participaciones preferentes emitidas en marzo de 2003 por importe de 1.500 millones de euros.

El desglose de los epígrafes de deuda financiera a corto plazo y deuda financiera a largo plazo en los tres últimos ejercicios es el siguiente:

	Millones de euros					
	NIIF				PGC	
	31 de diciembre de 2005		31 de diciembre de 2004		31 de diciembre de 2003	
	Corto Plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto Plazo	Largo plazo
Participaciones preferentes (1)	-	1.419	-	-	-	-
Obligaciones y otros valores negociables	1.304	10.735	453	11.574	2.435	9.582
Deudas con entidades de crédito	961	5.592	915	5.128	975	5.071
Otras deudas financieras (2)	185	841	173	1.013	243	-
Total deuda financiera	2.450	18.587	1.541	17.715	3.653	14.653

(1) A 31 de diciembre de 2004 y 2003 se registraban en el epígrafe "Patrimonio neto: de accionistas minoritarios".

(2) En 2003 incluye intereses devengados pendientes de pago.

A la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones, los "ratings" de calificación crediticia de ENDESA a largo plazo eran de "A" en Standard & Poor's, con revisión para posible bajada, "A+" en Fitch, con revisión para posible bajada, y A3 en Moody's, con perspectiva negativa.

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 18.281 millones de euros a 31 de diciembre de 2005, lo que supone una reducción de 417 millones respecto de la existente el 1 de enero del mismo ejercicio. Entre los hechos más relevantes que afectaron a la evolución de la deuda se encuentra el déficit de la tarifa eléctrica española, así como la apreciación del dólar y de las monedas latinoamericanas respecto del euro. Este efecto quedó ampliamente compensado por la venta de la participación de ENDESA en el grupo de telecomunicaciones Auna y la del operador chileno Smartcom, así como de las otras desinversiones en activos no estratégicos.

La liquidez de ENDESA y de sus participadas directas, excluido Enersis, ascendía a 6.338 millones de euros a 31 de diciembre de 2005, de los que 4.266 millones corresponden a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito a largo plazo. Esta situación permite reducir de forma significativa el riesgo de refinanciación de este conjunto de empresas, cubriendo los vencimientos de su deuda de los próximos 39 meses.

Cabe destacar a este respecto que la operación sindicada formalizada en abril por importe de 2.000 millones de euros se constituyó en dos tramos: el primero de ellos en modalidad de préstamo por 500 millones de euros y el segundo en modalidad de crédito por importe de 1.500 millones de euros. Este segundo tramo otorga a la Compañía un compromiso de fondos a largo plazo con una gran flexibilidad.

Por su parte, Enersis tenía en esa misma fecha una posición liquidez de 863 millones de euros, con importes disponibles en créditos por importe de 321 millones, y una tesorería disponible de 542 millones de euros, lo que cubre los vencimientos de su deuda por espacio de 10 meses.

El coste medio de la deuda financiera de ENDESA S.A. y de sus participadas directas, excluyendo el Grupo Enersis, se situó en un 4,05% en 2005. En el caso del Grupo Enersis, el coste medio fue del 9,37%. Este mayor coste medio se debió fundamentalmente al alto porcentaje de deuda denominada en pesos chilenos y en las otras monedas latinoamericanas, según se ha indicado anteriormente, así como a la estrategia de tener un volumen importante de deuda a tipo fijo y a largo plazo. En conjunto, el coste medio de la deuda financiera total de ENDESA fue de 5,46% en 2005.

Servicio de la deuda

La evolución prevista del servicio de la deuda de ENDESA, a 31 de diciembre de 2005 se recoge en el cuadro que figura a continuación:

	Millones de euros							
	Saldo a 31 de diciembre de 2005	Corto plazo	Largo plazo					Total largo plazo
			2006	2007	2008	2009	2010	
Euro	13.484	1.192	716	320	1.947	5.227	4.082	12.292
Dólar	4.458	549	208	582	970	256	1.893	3.909
Peso chileno/ UF	715	209	3	3	5	131	364	506
Real Brasileño	687	200	72	158	61	94	102	487
Otras	1.693	300	83	124	165	64	957	1.393
TOTAL	21.037	2.450	1.082	1.187	3.148	5.772	7.398	18.587

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 y operaciones financieras más relevantes

Aunque ENDESA accede tradicionalmente a los mercados de capitales de forma preferente para cubrir sus necesidades financieras, en 2005 aprovechó las oportunidades que presentaron en los mercados de financiación bancaria, que se caracterizaron por una gran liquidez y que permitieron obtener condiciones de plazo y coste muy competitivos.

Cabe destacar, dentro del ámbito de riesgo financiero de ENDESA, S.A., las siguientes operaciones:

- En abril ENDESA, S.A. formalizó una operación sindicada por un importe total de 2.000 millones de euros con 38 entidades, en dos tramos: el primero de ellos, de préstamo, por 500 millones de euros y el segundo, de crédito, por 1.500 millones. El plazo para ambos tramos es de 5 años con amortización única a vencimiento y con dos opciones de extensión, por un año adicional cada una, ejecutables en el primer y segundo aniversario de la operación.
- En el mes de abril ENDESA, S.A. renegoció líneas de crédito a largo plazo por un importe agregado de 3.758 millones de euros, extendiendo sus plazos desde los 3,5 años restantes hasta 5 años, con la opción de extenderlas por 2 años más mediante dos opciones ejecutables por los bancos de forma similar a la operación descrita en el párrafo anterior.
- Para financiar las inversiones en distribución previstas para el período 2005-2006, ENDESA S.A. comprometió en septiembre la formalización de un préstamo con el Banco Europeo de Inversiones por 600 millones de euros. Al cierre del ejercicio se habían formalizado ya 300 millones de euros, mientras que los 300 millones de euros adicionales se formalizaron a principios del 2006. La vida media total de la operación será de 7,6 años.
- Proyectos Eólicos Valencianos S. A., sociedad participada por ENDESA en un 55%, formalizó en julio una financiación de proyecto por importe de 331 millones de euros para financiar el desarrollo y puesta en explotación de parques eólicos en la Comunidad Valenciana. Esta financiación adoptó la forma de crédito sindicado y tiene un vencimiento final a los 18 años.
- Durante el año se ha seguido emitiendo papel comercial bajo los programas de de "Euro Commercial Paper" y de pagarés domésticos. El saldo vivo al final del ejercicio era de 988 y 128 millones de euros respectivamente.
- Etevensa, filial peruana de ENDESA Internacional, formalizó una operación por importe de 135 millones de dólares americanos, posteriormente ampliada hasta 170 millones de dólares, destinada a financiar el cierre del ciclo combinado de uno de los dos grupos de los

que consta la central y refinanciar su deuda. El año de vencimiento final de la operación es 2013.

En cuanto a ENDESA Italia, cabe destacar la formalización de un préstamo sindicado de 700 millones de euros en el mes de marzo. El plazo es de 5 años con amortización única a vencimiento y con dos opciones de extensión, por un año adicional cada una, ejecutables en el primer y segundo aniversario de la operación.

Por último, las operaciones financieras más relevantes realizadas por Enersis en 2005 a través de sus compañías participadas fueron las siguientes:

- En Brasil, Ampla firmó en abril un préstamo de 45 millones de reales brasileños a cinco años y en junio formalizó otro con el Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) por importe de 165 millones a seis años.
- En Argentina, Costanera firmó en septiembre un préstamo sindicado de 30 millones de dólares a un plazo máximo de 4,5 años y Edesur refinanció otro de 15 millones a 3 años.
- En Colombia, Emgesa realizó una colocación de bonos por 210.000 millones de pesos colombianos a 10 años.
- En Perú, entre junio y noviembre, Edegel emitió deuda en moneda local por un importe total de 105 millones de soles a distintos plazos – 3, 4 y 5 años -- y realizó una colocación de 20 millones de dólares a siete 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 17 días. La política de pagos a proveedores establece como condición general el plazo de 90 días. En Latinoamérica, el período medio de cobro a clientes comerciales es de 60 días, debido principalmente a que la gestión de cobro a clientes utiliza en menor medida el servicio bancario a través de la domiciliación, y se establece como período medio de pago a proveedores 90 días.

El cuadro que figura a continuación muestra la evolución del fondo de maniobra del Grupo para los ejercicios 2003, 2004 y 2005:

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	2005	2004	2003
+ Existencias	812	756	644
+ Clientes	6.098	4.382	2.713
- Acreedores Comerciales	(5.683)	(3.303)	(2.385)
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	1.227	1.835	372
+ Otros Deudores a Corto Plazo	77	173	1.383
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	(2.275)	(1.805)	(1.880)
= Fondo de Maniobra de Explotación	(971)	203	475
+ Tesorería Disponible	2.614	2.178	2.322
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	(2.450)	(1.541)	(4.427)
= Fondo de Maniobra Neto	164	637	(1.630)

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

Estructura Financiera

A 31 de diciembre de 2005, el patrimonio neto de ENDESA era de 16.327 millones de euros, lo que supone un crecimiento de 3.960 millones de euros respecto del inicio del ejercicio. Este incremento le ha permitido situar su ratio de apalancamiento en un 112% en esa fecha, frente al 151,2% que registraba al inicio del ejercicio.

Estructura de la Deuda

La estructura de la deuda por moneda y tipo de interés a 31 de diciembre de 2005 era la siguiente (véase también Apartado 10.1.):

	Estructura del endeudamiento neto de ENDESA					
	ENDESA y filiales directas		Grupo Enersis		Total Grupo ENDESA	
	Mill. Euros	% s/total	Mill. Euros	% s/total	Mill. Euros	% s/total
Euro	12.853	98,3	2	-	12.855	70,3
Dólar	221	1,7	2.695	51,8	2.916	16,0
Otras monedas	-	-	2.510	48,2	2.510	13,7
TOTAL	13.074	100,0	5.207	100,0	18.281	100,0
Fijo	9.793	74,9	4.499	86,4	14.292	78,2
Protegido	1.811	13,9	148	2,8	1.959	10,7
Variable	1.470	11,2	560	10,8	2.030	11,1
TOTAL	13.074	100,0	5.207	100,0	18.281	100,0
Vida media (nº años)	5,3		5,5		5,4	

La vida media de la deuda del Grupo ENDESA era de 5,4 años al cierre del año 2005. En la estructura de la misma, destaca el alto grado de cobertura del riesgo por tipo de interés, con un porcentaje a tipo de interés fijo y protegido del 89% respecto del total.

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.

Dentro de los derivados de tipo de interés, los más utilizados son las permutas financieras ("swaps") de tipo de interés, los contratos a plazo ("forward rate agreements") y las opciones de tipo de interés. Dentro de los derivados de tipo de cambio, los más empleados son los "swaps" de divisa ("cross currency swaps") y los seguros de cambio.

La compañía clasifica sus coberturas en tres tipos:

- Coberturas de flujos de caja ("cash-flow"): aquéllas que permiten cubrir los flujos de caja de la deuda.
- Coberturas de valor razonable ("fair value"): aquéllas que permiten cubrir el valor razonable de la deuda.
- Otras: aquéllas coberturas que, al no cumplir los requisitos establecidos por las NIIF, no pueden clasificarse como coberturas de flujos de caja o de valor razonable.

A continuación se presenta un desglose de los derivados contratados por el Grupo a 31 de diciembre de 2005, su valor razonable y el desglose por vencimientos, de los valores nominales o contractuales:

Derivados	Millones de euros					
	Valor razonable	Valor nominal				
		2006	2007	2008	Posteriores	Total
Cobertura de tipo de interés						
Cobertura de flujos de caja	(172)	728	383	315	5.762	7.188
Cobertura de valor razonable	243	958	67	174	767	1.966
Cobertura de tipos de cambio						
Cobertura de flujos de caja	(269)	200	41	131	1.913	2.285
Cobertura de valor razonable	(15)	49	-	-	22	71
Cobertura de operaciones físicas						
Cobertura de flujos de caja	(17)	1.511	22	-	-	1.533
Derivados no designados de cobertura						
De tipo de interés	28	311	235	30	1.855	2.431
De tipo de cambio	(40)	85	9	1	-	95
De combustibles	-	-	3	-	-	3
De electricidad	1	222	-	-	-	222

Avales

A 31 de diciembre de 2005, el Grupo ENDESA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 187 millones de euros.

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 Documento de Registro de Acciones.

ENDESA, S.A. no tiene en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento y que provocase un vencimiento anticipado de éstos.

Con respecto a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, ENDESA S.A. tiene contratadas operaciones financieras por importe de 899 millones de euros que podrían requerir de garantías adicionales o de su renegociación en supuestos de bajada de rating.

La mayoría de los contratos de endeudamiento con terceros de las sociedades que consolidan en la filial de energías renovables de ENDESA, ECyR, y algunas filiales latinoamericanas, incluyen cláusulas estándar en la financiación de proyectos relativas al cumplimiento de ciertos ratios financieros. Asimismo, incluyen la obligatoriedad de pignorar en beneficio de los acreedores la totalidad de activos de los proyectos. El saldo vivo de la deuda con terceros que incluye este tipo de cláusulas asciende a 31 de diciembre de 2005 a 405 millones de euros.

Como es habitual, gran parte del endeudamiento financiero de Enersis y ENDESA Chile contiene cláusulas de incumplimiento cruzado ("cross default") en relación con algunas de sus sociedades filiales, de forma que si una de ellas incurriera en incumplimiento de sus obligaciones de pago u otros compromisos, en determinadas circunstancias, por importes que de forma individual asciendan a 30 millones de dólares estadounidenses, dicha situación podría desencadenar el vencimiento anticipado de una parte significativa del endeudamiento de Enersis y ENDESA Chile. La deuda de ENDESA, S.A. no contiene ningún tipo de cláusulas de incumplimiento cruzado ("cross default") en relación con la deuda de Enersis y ENDESA Italia.

A 31 de diciembre de 2005, ni ENDESA, S.A., ni ninguna de sus filiales significativas se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

En relación con la OPA de Gas Natural y E.On sobre la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, ENDESA y sus filiales tienen préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras que podrían ser acelerados si Gas Natural o E.On adquieren el control de ENDESA como resultado de las ofertas presentadas por ambas

compañías. Aproximadamente 232 millones de dólares de préstamos bancarios serían susceptibles de amortización anticipada si se produce un cambio de control en ENDESA, y otros 493 millones de euros de contratos de derivados podrían ser objeto de amortización anticipada si, como consecuencia del cambio de control, se produjera una reducción significativa en el rating de ENDESA.

Adicionalmente, si se materializara la OPA de Gas Natural, como resultado del plan de desinversiones anunciado en la documentación de su OPA junto al que debería realizar para cumplir con las condiciones regulatorias, se aceleraría el reembolso de aproximadamente 1.020 millones de euros de préstamos concertados con el Banco Europeo de Inversiones a ENDESA, si no se obtuviera previamente la autorización de dicha entidad.

La aceleración en el reembolso de estos contratos de financiación podría generar un impacto material adverso en la compañía.

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 y que han consistido básicamente en el acceso prioritario al mercado de capitales y, puntualmente, cuando las condiciones de mercado son satisfactorias, la contratación de préstamos a largo plazo.

No obstante, con motivo de la situación actual de las OPAs lanzadas por Gas Natural y E.On sobre la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, y dada la incertidumbre que existe sobre el resultado definitivo del proceso, transitoriamente los criterios de ENDESA se basan, mayoritariamente, en la utilización de las líneas bilaterales a largo plazo contratadas y en la contratación de nuevas líneas de crédito, a corto y medio plazo, a la espera de que dicha situación se normalice.

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 2003, 2004 y 2005 los importes dedicados a actividades de investigación y desarrollo han ascendido a 20 millones de euros, 22 millones de euros y 42 millones de euros, respectivamente.

Los proyectos y actividades de tecnología e innovación (en adelante, "T+I") se agrupan en torno a los principales ejes del modelo de negocio de la compañía:

Generación

ENDESA y su Fundación CIRCE (Zaragoza) participan, como únicos representantes españoles, la plataforma tecnológica europea Zero Emissions Fossil Power Plants, con el objetivo de asegurar una futura generación limpia con carbón que pueda sustituir al parque térmico actual. Además, ENDESA participa en la Plataforma Española del CO₂ y en CENIT (Consortio Estratégico Nacional para Investigación Técnica) sobre CO₂, dentro del Programa Nacional INGENIO 2010.

Entorno y Sostenibilidad

ENDESA es miembro de la red telemática europea CO₂NET, financiada por el VI Programa Marco, para la captura y almacenamiento del CO₂.

En el entorno de las centrales de Meirama-Puentes: se han seguido las indicaciones presentes en la legislación vigente (Reglamentos de la Unión Europea) referente a la protección de los bosques en la Unión Europea contra la contaminación atmosférica, completando los requisitos de la legislación con estudios adicionales con el fin de obtener la máxima información posible sobre los agentes causantes de daño forestal.

ENDESA es socio Fundador de la Asociación Española del Hidrógeno, y también es socio de la Fundación para el Desarrollo de Nuevas tecnologías de Hidrógeno en Aragón. Igualmente, está presente en el Proyecto PROFIT para el aumento de eficiencia energética y disminución de emisiones de gases de efecto invernadero en Centrales Térmicas.

En el marco del E-business, ENDESA apuesta por la implantación de las mejores tecnologías en sus procesos de negocio con objeto de mejorar la eficiencia, fiabilidad y disponibilidad.

Distribución, Redes y ENDESA Network Factory:

Todas las iniciativas en T+I de Redes están orientadas a la mejora de la calidad del servicio que se ofrece a los clientes mediante programas para ello, o medidas que respetan el medio ambiente o incrementan la eficiencia, liberando recursos que sirven para la mejora de redes.

Comercial

Los proyectos incluidos en éste área de T+I tratan de adaptar los servicios de ENDESA a las necesidades de los clientes (sectores doméstico, PYMES, Empresas y Grandes Clientes).

Para el sector doméstico ENDESA Energía ha lanzado un proyecto para la modelización del consumo de electricidad en el sector residencial de Cataluña, se está investigando sobre la mejor forma de segmentar el mercado energético, se están desarrollando técnicas y capacidades avanzadas para la gestión de campañas comerciales, y se están diseñando nuevos servicios de valor añadido que se desarrollan en el domicilio del cliente.

Para el segmento de Empresas, se han establecido una serie de programas para el desarrollo de mecanismos de control y gestión de instalaciones energéticas en línea a favorecer la gestión del mantenimiento preventivo y correctivo en sus distintas aplicaciones y usos.

En el segmento de Grandes Clientes, ENDESA mejora la eficiencia en la gestión y calidad en la entrega de la cartera de productos actual mediante un sistema de mejora continua.

Gestión del conocimiento

Para fomentar la cultura de innovación y la gestión del conocimiento, ENDESA ha creado “E³ : ENDESA Escuela de Energía” cuya misión es aumentar la capacidad de compartir y generar conocimiento e innovación, haciendo participar a todos y a cada uno en la creación del futuro, cuyos objetivos son convertirse en un canal que conecte personas y equipos con voluntad y capacidad creadora a fin de facilitar el pensamiento, el aprendizaje y el trabajo en colaboración que harán posibles nuevos conocimientos y propuestas de valor que mejoren el entorno y generen oportunidades de crecimiento para ENDESA, y cuya filosofía es el alineamiento con las necesidades estratégicas de la Compañía en su conjunto, su proyecto cultural, su modelo de Gestión del Talento y su estrategia de compromiso de los empleados con el proyecto de empresa.

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 de ENDESA en el primer trimestre de 2006:

	Generación de electricidad (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Negocio eléctrico de España y Portugal	23.464	24.506	(4,3)
Negocio eléctrico de Europa	11.943	9.299	28,4
Negocio eléctrico de Latinoamérica	14.656	14.558	0,7
TOTAL	50.063	48.363	3,5

	Generación de electricidad en España y Portugal (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Peninsular:	20.008	21.153	(5,4)
Nuclear	6.450	6.385	1,0
Carbón	8.717	9.745	(10,5)
Hidroeléctrica	1.793	1.704	5,2
Ciclos combinados	2.030	1.869	8,6
Fuelóleo	403	981	(58,9)
Régimen especial	615	469	31,1
Extrapesininsular	3.456	3.353	3,1
TOTAL	23.464	24.506	(4,3)

	Generación de electricidad en Europa (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Carbón	5.943	4.740	25,4
Hidroeléctrica	839	685	22,5
Ciclos combinados	3.292	2.783	18,3
Fuelóleo	1.860	1.084	71,6
Eólica	9	7	28,6
TOTAL	11.943	9.299	28,4

	Generación de electricidad en Latinoamérica (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Chile	4.369	4.301	1,6
Argentina	4.580	4.719	(2,9)
Perú	1.651	1.554	6,2
Colombia	2.976	2.855	4,2
Brasil	1.080	1.129	(4,3)
TOTAL	14.656	14.558	0,7

	Ventas de electricidad (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Negocio eléctrico de España y Portugal	27.108	25.290	7,2
Negocio eléctrico de Europa			
Negocio eléctrico de Latinoamérica			
TOTAL			

	Ventas de electricidad en España y Portugal (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Mercado regulado	17.502	16.595	5,5
Mercado liberalizado	9.606	8.695	10,5
TOTAL	27.108	25.290	7,2

	Ventas de electricidad en Latinoamérica (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Chile	3.005	2.823	6,4
Argentina	3.664	3.516	4,2
Perú	1.209	1.102	9,7
Colombia	2.545	2.386	6,7
Brasil	3.940	3.665	7,5
TOTAL	14.363	13.491	6,5

	Ventas de gas (GWh)		
	Primer trimestre de 2006	Primer trimestre de 2005	% variación
Mercado liberalizado	1.115	1.331	(16,2)
Mercado regulado	5.624	4.570	23,1
TOTAL	6.739	4.901	14,2

12.2. 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

Con el fin de reducir el déficit de tarifas el Gobierno aprobó el pasado 24 de febrero de 2006 el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por generadores y distribuidores pertenecientes al mismo grupo empresarial. Conforme al mismo, se establece que las posiciones de compra y venta de electricidad casadas en el OMEL entre empresas generadoras y distribuidoras del mismo Grupo, se asimilan a un contrato bilateral que se liquidará a un precio regulado y fijado de forma provisional en 42,35€/MWh. De la fijación definitiva de este precio dependerá la existencia o no de déficit de tarifas y los resultados de ENDESA.

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.**

No aplicable.

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:

- Miembros de los órganos administrativo, de gestión o de supervisión.
- Socios comanditarios, si se trata de una sociedad comanditaria por acciones.
- Fundadores, si el emisor se ha establecido para un periodo inferior a cinco años; y
- 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 Documento de Registro de Acciones, el Consejo de Administración tiene la siguiente composición:

Cargo	Miembros	Carácter (2)	Condición (3)	Nombramiento a Propuesta de
Presidentes de Honor (1)	D. Feliciano Fuster Jaume D. Rodolfo Martín Villa	-	-	-
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	a)	Ejecutivo	-
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	a)	Ejecutivo	-
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba D. Miguel Blesa de la Parra D. José M. Fernández Cuevas D. José M. Fernández Norniella D. Rafael González-Gallarza Morales D. Juan Ramón Quintás Seoane D. Francisco Javier Ramos Gascón D. Alberto Recarte García-Andrade D. Manuel Ríos Navarro D. Juan Rosell Lastortras D. José Serna Masiá	b) c) b) b) b) b) b) b) b) b) b) b)	Externo independiente Externo dominical Externo independiente Externo independiente Externo independiente Externo independiente Otros externos Externo independiente Otros externos Externo independiente	- Caja Madrid - - - - - - - - -
Secretario Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	-	-	-

(1) No forman parte del Consejo de Administración, son cargos honoríficos.

(2) Carácter (véase Apartado 21.2.2.)

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

(3) Las definiciones de los consejeros de tipo a) y c) de la nota (2) coinciden sustancialmente con las definiciones del Comité Aldama respecto a los denominados consejeros ejecutivos y consejeros externos dominicales. Sin embargo, en la definición de consejeros tipo b) de los Estatutos Sociales de ENDESA define una categoría de consejeros más amplia que la noción de consejero externo independiente del Comité Aldama, incluyendo tanto a los consejeros independientes propiamente dichos como a los restantes consejeros externos no dominicales. Por ello, los consejeros de ENDESA de este tipo realizan una declaración acreditativa a los criterios establecidos en las recomendaciones del Comité Aldama y de la Unión Europea, de forma que la distribución de los miembros del Consejo de Administración de ENDESA es la reseñada.

A efectos de su posición como miembros del Consejo de Administración de ENDESA, el domicilio profesional de todos los miembros del Consejo de Administración es Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

Comisión Ejecutiva

A la fecha de registro de este Documento de Registro de Acciones, la Comisión Ejecutiva tiene la siguiente composición:

Cargo	Miembro
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 ^a Fernández Cuevas
	D. José Manuel Fernández Nomiella
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla

A efectos de su posición como miembros de la Comisión Ejecutiva de ENDESA, el domicilio profesional de todos los miembros de la Comisión Ejecutiva es Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

Comité de Auditoría y Cumplimiento

Véase Apartado 16.3. A efectos de su posición como miembros del Comité de Auditoría y Cumplimiento de ENDESA, el domicilio profesional de todos los miembros del Comité de Auditoría y Cumplimiento es Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

Comité de Nombramientos y Retribuciones

Véase Apartado 16.3. A efectos de su posición como miembros del Comité de Nombramientos y Retribuciones de ENDESA, el domicilio profesional de todos los miembros del Comité de Nombramientos y Retribuciones es Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

Comité Ejecutivo

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

A efectos de su posición como miembros del Comité Ejecutivo de Dirección de ENDESA, el domicilio profesional de todos los miembros del Comité Ejecutivo de Dirección es Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

Otros Miembros de la Alta Dirección

Los miembros de la Alta Dirección de la Empresa que no son a su vez Consejeros Ejecutivos ni forman parte del Comité Ejecutivo de Dirección de ENDESA son los que se detallan a continuación:

Nombre	Cargo
D ^a . M ^a Isabel Fernández Lozano	Directora Corporativa Adjunta al Director Corporativo de Servicios
D. Ángel Ferrera Martínez	Presidente Consejo Asesor de Unelco-ENDESA Canarias
D. Amado Franco Lahoz	Presidente Consejo Asesor de Erz-ENDESA Aragón
D. José Antonio Gutiérrez Pérez	Director General de Erz-ENDESA Aragón
D. José Félix Ibáñez Guerra	Director General de Minería
D. Pedro Larrea Paguaga	Director General de Gestión Energía
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Gestión Energía Latinoamérica
D. José Luis Marín López Otero	Director General de Distribución
D. Alberto Martín Rivals	Director General de Negocio Latinoamérica
D. José A. Martínez Fernández	Director General de Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura
D. Manuel Morán Casero	Director General de Generación
D. José María Plans Gómez	Director General de Unelco-ENDESA Canarias
D. José Luis Pucho Castillejo	Director Corporativo de Auditoría
D. Álvaro Quiralte Abelló	Director General de ENDESA Italia
D. Jaime Reguart Pelegrí	Director General de Gesa-ENDESA Baleares
D. Bartolomé Reus Beltrán	Presidente del Consejo Asesor de Gesa-ENDESA Baleares
D. Jorge Rosemblut Ratinoff	Presidente de Chilectra
D. José María Rovira Vilanova	Director General de Fecsa-ENDESA Cataluña
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. Mario Valcarce Durán	Gerente General de Enersis
D. Jaime Ybarra Lloset	Presidente del Consejo Asesor de Sevillana-Endesa Andalucía y Extremadura
D. Pablo Yrarrazabal Valdés	Presidente de Enersis
D. Rafael López Rueda	Gerente General de Chilectra
D. Rafael Mateo Alcalá	Gerente General de ENDESA Chile
D. Antón Costas Comesaña	Presidente del Consejo Asesor de Fecsa-ENDESA Cataluña

A efectos de su posición como miembros de la Alta Dirección de ENDESA, el domicilio profesional de todos los miembros de la Alta Dirección es Madrid, calle Ribera del Loira, 60.

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:

- 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.**
- Cualquier condena en relación con delitos de fraude por lo menos en los cinco años anteriores.**
- 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.**
- 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); Vicepresidente de la Federación Aragonesa de Cajas de Ahorro (1997); 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).</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 Campofrio, 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.; ex Consejero de Auna Operadores de Telecomunicaciones, 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.</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 Universidad Complutense de Madrid; Doctor en Derecho por la Universidad Complutense de Madrid; 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 Universidades españolas; 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 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 como especialista en Derecho Tributario (1986-1996); ex Consejero de Antena 3 TV; ex Consejero del Ente Público Radio Televisión de Madrid; ex Consejero de ACS, S.A..</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; Vicepresidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorro (CECA).</p> <p>Consejos de Administración: Vicepresidente dominical de Iberia, L.A.E.</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). 1936	<p>Formación: Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid; Licenciado en ciencias Empresariales por ICADE; Auditor de Cuentas.</p> <p>Experiencia: Inspector de Hacienda del Estado (Actualmente excedente); Ingeniero Industrial al Servicio de la Hacienda Pública; 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.; Profesor colaborador de la Cátedra de Economía de la Empresa de la Universidad Complutense de Madrid; ex Consejero de Smartcom Pcs, SKF España, S.A., Instituto de Crédito Oficial y Telefónica, S.A.</p> <p>Ocupación actual: Libre ejercicio de la profesión de Ingeniero Industrial y Economista.</p> <p>Consejos de Administración: Secretario No Consejero de Cliner, 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	Formación: Ingeniero en Técnicas Energéticas por la Universidad Politécnica de Madrid;

Oviedo. 1945	Diplomado en Comercio Exterior; Diplomado en Logística y Aprovisionamientos. Experiencia: Director Comercial de Electromecanique; Jefe de Departamento de Compras de Alfa Laval, S.A.; Director de Fábrica de MSA; Director General de Administración de ABB; ex Consejero de RTVE; ex Vicepresidente de Aldeasa.; ex Presidente de Ebro-Puleva, S.A.; ex Consejero de Enagas, S.A. Ocupación actual: Consejero de Iberia, L.A.E. Consejos de Administración: Vicepresidente de Chilectra, S.A.
D. Rafael González-Gallarza Morales Madrid. 1934	Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid; Diplomado Superior de Derecho Comparado Luxemburgo. 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; ex Presidente de Larios, S.A. Ocupación actual: Presidente de Prensa Malagueña, S.A. Consejos de Administración: Consejero de Pernod Ricard, París; Presidente de Prensa Malagueña, S.A.; Consejero de ENDESA Internacional, S.A. Otras actividades: Patrono de la Fundación contra la Esclerosis Múltiple de Madrid.
D. Juan Ramón Quintás Seoane A Coruña. 1943	Formación: Doctor en Ciencias Económicas (Premio extraordinario); Diplomado en el Programa de Dirección General en IESE; Diplomado en Mathematical Methods in Investment and Finance en International School on Mathematical Systems Theory; Diplomado en Mathematical Models of Action and Reaction en International School on Mathematical Systems Theory. Experiencia: Catedrático Numerario de Universidad de Teoría Económica; 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). 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. Consejos de Administración: Consejero de CASER Grupo Asegurador; Consejero de LICO Corporación, S.A.; Consejero de Ahorro Corporación; Vicepresidente Agrupación Europea de Cajas de Ahorro. Otras actividades: Vocal de la comisión Ejecutiva, Junta Directiva y Asamblea de la CEOE; Miembro electo del Consejo de Estado; Miembro Numerario de la Academia Galega de Ciencias; Miembro del Consejo Asesor de la Fundación Reina Sofía, Patrono Vocal de la Fundación Carolina.
D. Francisco Javier Ramos Gascón Madrid. 1936	Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid; Licenciado en Ciencias Económicas Universidad Complutense de Madrid; Intendente Mercantil Escuela Central Superior de Comercio; Auditor-Censor Jurado de Cuentas. Experiencia: Intendente del Ministerio de Hacienda; Agente de Cambio y Bolsa de Madrid; Corredor de Comercio Colegiado de Madrid; Abogado del Ilustre Colegio de Madrid; Director General de Política Financiera (Ministerio de Hacienda); Síndico Presidente de la Bolsa de Madrid. Ocupación actual: Notario de Madrid. Consejos de Administración: Consejero independiente de la Sociedad Rectora de la Bolsa de Madrid, S.A. y vocal de la Comisión permanente de la misma; Presidente de Araluz de Inversiones, S.A. SIMCAV.; Consejero de ENDESA Europa, S.L. Otras actividades: Presidente del Instituto de Estudios Bursátiles; Consejero de la Fundación de Estudios de Economía Aplicada (FEDEA); Vocal del Patronato de la Universidad de Nebrija.
D. Alberto Recarte García-Andrade Madrid. 1947	Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid (1969); Licenciado en Ciencias Económicas Universidad Complutense de Madrid (1973); Técnico Comercial y Economista del Estado. 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. Ocupación actual: Vicepresidente Ejecutivo y Consejero Delegado de CENTUNION, Española de Coordinación Técnica y Financiera, S.A. Consejos de Administración: Consejero de Caja de Madrid; Consejero de ALTAE Banco, S.A.; Consejero de la Corporación de Caja de Madrid; Consejero de ENDESA Europa, S.L.; Presidente de Libertad Digital, S.A. Otras actividades: Patrono de la Fundación Caja de Madrid; Vicepresidente de la Fundación Hispano-Cubana; Miembro del Patronato de la Fundación de Apoyo a la Historia del Arte Hispánico; Patrono de la Fundación Lázaro Galdiano; Vicepresidente del Club de Exportadores; Vocal de la Junta Directiva de la Asociación Madrileña de Empresas Familiares.
D. Manuel Ríos Navarro Valencia. 1958	Formación: Licenciado en Derecho Universidad de Valencia; Macroeconomía y Marketing Boston University (USA). Experiencia: Director Comercial de Industrias Peleteras, S.A.; Consejero de Tenerías Omega; Consejero de Bancaja. Ocupación actual: Vicepresidente y Director General de Industrias Peleteras, S.A. – INPELSA –. Consejos de Administración: Consejero de ENDESA Internacional, S.A.; Vicepresidente de Industrial Peleteras, S.A.; Consejero de Rimalo Inversiones SICAV, S.A. Otras actividades: Vicepresidente Comité Ejecutivo de Feria de Valencia; Vicepresidente Fundación Bancaja; Miembro Junta Directiva de Cec-Fecur; Miembro Patronato Fundación Etnor.
D. Juan Rosell Lastortras	Formación: Ingeniero Industrial Universidad Politécnica de Barcelona; Estudios de

Barcelona. 1957	<p>Ciencias Políticas Universidad Complutense de Madrid. Experiencia: Director General de Congost, S.A.; Presidente de ENHER, S.A.; Presidente de FECSA. Ocupación actual: Presidente de OMB, Sistemas Integrados para la Higiene Urbana, S.A.; Presidente de Congost Plastic, S.A.; Presidente de Corporación Uniland, S.A. Consejos de Administración: Consejero de Inmobiliaria Colonial, S.A.; Consejero de Sociedad General de Aguas de Barcelona, S.A.; Consejero de Siemens, S.A.; Consejero de Applus Servicios Tecnológicos, S.L.; Presidente de Instituto de Logística Iberoamericano; Consejero de Ecoarome Alimentaria, S.A.; Consejero de Gilac Industrial, S.L.; Consejero de Candepastic, S.L.; Consejero de Civislar, S.A.; Presidente de Corporación Uniland, S.A.; Consejero de ENDESA Italia, SpA; Presidente de OMB, S.A. Otras actividades: Presidente de Fomento del Trabajo Nacional; Vicepresidente de la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE); Presidente del Instituto de Logística Internacional; Presidente del Fordere; Patrono de la Fundación FC Barcelona; Miembro de la Mont Pelerin Society; Patrono de la Fundación CEOE.</p>
D. José Serna Masiá Albacete. 1942	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Central de Madrid; Abogado del Estado (1970); Agente de Cambio y Bolsa (1986). Experiencia: Presidente de Bolsa de Barcelona (1989–1993); Presidente de la Sociedad de Bolsas Españolas (1991–1992); Vicepresidente de MEFESA (1992–1993); Vicepresidente de Societé Générale Valores (1991–1994); ex Consejero de ENDESA Diversificación, S.A. Ocupación actual: Notario de Barcelona. Consejos de Administración: Consejero de ENDESA Europa, S.L.</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. 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). Ocupación actual: Secretario General y del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. Otras actividades: Miembro del Patronato de la Fundación ENDESA y de su Comisión Permanente, y Miembro del Patronato de la Fundación Sevillana.</p>

Perfil del Comité Ejecutivo de Dirección

Cargo	Perfil
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	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid; Abogado del Estado. Experiencia: Jefe Servicio Jurídico AEAT en Madrid; Secretario General y Director Asesoría Jurídica de la Agencia Industrial del Estado; Director de la Asesoría Jurídica de SEPI; Profesor de Derecho Mercantil – Universidad Carlos III de Madrid. Ocupación actual: Director Corporativo de Asesoría Jurídica ENDESA, S.A.</p>
D. José Damián Bogas Gálvez Madrid. 1955	<p>Formación: Ingeniero industrial del ICAI Experiencia: ERIA (Estudios y Realizaciones en Informática Aplicada), Analista de sistemas; DIMETRONIC, Estudios de Mercado y Relaciones Comerciales de ENDESA; Director General de ENDESA; Director General de Negocio Eléctrico ENDESA, S.A. Ocupación Actual: Director General de España y Portugal ENDESA, S.A. Consejos de Administración: ex Presidente ENDESA Italia, SpA; ex Presidente Énergie Électrique de Tahaddart; ex Vicepresidente Fecca; Consejero de Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL); Presidente de Elcogas, S.A.; Consejero de ENDESA Generación Portugal, S.A.</p>
D. Luis Rivera Novo El Ferrol (A Coruña). 1953	<p>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. Ocupación actual: Director General Latinoamérica, ENDESA, 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.</p>
D. Jesús Olmos Clavijo Madrid. 1960	<p>Formación: Ingeniero Industrial ETSII de Madrid; Executive MBA Instituto de Empresa; PDD IESE Universidad de Navarra. Experiencia: Combustible Nuclear Iberdrola; Desarrollo tecnológico y medioambiental de ENDESA; Proyectos Internacionales ENDESA, S.A.; Director Gabinete Presidente, ENDESA, S.A.; Subdirector General - Consejero Delegado de ENDESA Italia, SpA. Ocupación actual: 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; Presidente de Empresa Eléctrica Tahaddart; ex Consejero de Tejo Energía, Produção e Distribuição de Energia Eléctrica,</p>

	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; PDG por IESE. Experiencia: Subdirector de Finanzas Instituto Nacional de Industria; Director Financiero Industria Española del Aluminio (INESPAL). Ocupación actual: 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 (BISF); Consultor externo CEDONOSA; Socio de McKinsey & Company; ex consejero de Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A. Ocupación actual: Director Corporativo de Estrategia de ENDESA, S.A. Consejos de Administración: Director Titular de ENDESA Chile, S.A.
D. Antonio Pareja Molina Granada. 1949	Formación: Licenciado en Ciencias Empresariales Universidad de Granada; Executive MBA por London Business School e Instituto de Empresa Experiencia: Profesor Microeconomía Facultad Ciencias Económicas de la Universidad Autónoma de Barcelona; Miembro del Comité de Dirección y Director de Control de SEAT; Director de Planificación y Control, Director General de Planificación y Medios. Ocupación actual: Director Corporativo de Servicios y Tecnología de ENDESA, S.A. 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.
D. Germán Medina Carrillo Granada. 1948	Formación: Licenciado en Derecho. Experiencia: Funcionario Público; Abogado; Asesoría Empresarial; Responsable de Relaciones Industriales de ENDESA; Director Adjunto de Recursos Humanos de ENDESA; Director de Recursos Humanos de ENDESA. Ocupación actual: Director Corporativo de Recursos Humanos de ENDESA, S.A. 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.
D. Gabriel Castro Villalba Larache (Marruecos). 1939	Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad de Barcelona.; Letrado de la AISS. Experiencia: Consultor de comunicación en asuntos energéticos; Asesor de comunicación de FECSA, Petromed, Centro de Estudios de la Energía y Forum Atómico; Asesor de comunicación del Consejo de Seguridad Nuclear. Ocupación actual: Director Corporativo de Comunicación de ENDESA, S.A. Consejos de Administración: ex Consejero de Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.U.; Patrono de la Fundación ENDESA; Patrono de la Fundación Sevillana.

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 ni 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 ni han tenido incriminaciones públicas oficiales, sanciones por autoridades estatutarias o reguladoras, ni sufren ni 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.

Durante el ejercicio 2005 no se han dado situaciones de conflicto de interés en las que se encontrasen los Administradores, sin perjuicio de las abstenciones que, aun sin existir el conflicto y con objeto de extremar las cautelas, constan en las Actas de los Organos de Administración de la Sociedad.

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

El artículo 40º. Retribución de los Estatutos Sociales establece que “la remuneración de los administradores se compone de los siguientes conceptos: asignación fija mensual y participación en beneficios. La remuneración, global y anual, para todo el Consejo y por los conceptos anteriores, será el uno por mil de los beneficios del grupo consolidado, aprobados por la Junta General, si bien el Consejo de Administración podrá reducir este porcentaje en los ejercicios en que lo estime conveniente. Todo ello sin perjuicio de lo establecido en el párrafo tercero de este artículo con relación a las dietas.

Corresponderá al propio Consejo la distribución del importe citado entre los conceptos anteriores y entre los administradores en la forma, momento y proporción que libremente determine.

Los miembros del Consejo de Administración percibirán también dietas por asistencia a cada sesión de los órganos de administración de la sociedad y sus comités. La cuantía de dicha dieta será, como máximo, el importe que, de conformidad con los párrafos anteriores, se determine como asignación de Administración podrá, dentro de este límite, establecer la cuantía de las dietas.

Las retribuciones previstas en los apartados precedentes, derivadas de la pertenencia al Consejo de Administración, serán compatibles con las demás percepciones profesionales o laborales que correspondan a los Consejeros por cualesquiera otras funciones ejecutivas o de asesoramiento que, en su caso, desempeñen para la sociedad distintas de las de supervisión y decisión colegiada propias de su condición de Consejeros, las cuales se someterán al régimen legal que les fuere aplicable.

De conformidad con lo dispuesto en el art. 130 de la Ley de Sociedades Anónimas, la remuneración por el concepto participación en beneficios, sólo podrán percibirla los administradores después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y de la estatutaria y de haberse reconocido a los accionistas un dividendo mínimo del 4 por ciento.”

Así, los miembros del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. han percibido retribuciones en su condición de Consejeros de la Sociedad, y por su pertenencia, en algunos casos, a Consejos de Administración de empresas dependientes, y los miembros del Consejo de administración que ejercen además funciones ejecutivas han percibido sus retribuciones por este concepto.

Durante los ejercicios 2004 y 2005, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 4.006,74 euros y la dieta por asistencia a las reuniones del Consejo de Administración, Comisión Ejecutiva, Comité de Nombramientos y Retribuciones y Comité de Auditoría y Cumplimiento, ascendió a 2.003,37 euros cada una.

Por otra parte, para la presentación de las remuneraciones de los ejercicios 2004 y 2005, la Sociedad adoptó 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, que fue aprobado en la Circular 1/2004, de 17 de marzo, de dicho Organismo.

De este modo, el detalle de las retribuciones percibidas por los miembros del Consejo de Administración es la siguiente:

Retribución fija.

Miembro	Retribución fija (euros)			
	2004		2005	
	A. Fija	Retribución	A. Fija	Retribución
D. Manuel Pizarro Moreno (1)	48.081	784.145	48.081	1.200.000
D. Rafael Miranda Robredo	48.081	712.860	48.081	1.080.000
D. Alberto Alonso Ureba	48.081	-	48.081	-
D. Miguel Blesa de la Parra	48.081	-	48.081	-
D. Rafael Español Navarro (4)	48.081	-	24.040	-
D. José María Fernández Cuevas	48.081	-	48.081	-
D. José Manuel Fernández Norniella	48.081	-	48.081	-
D. José Fernández Olano (4)	48.081	-	24.040	-
D. Rafael González-Gallarza Morales	48.081	-	48.081	-
D. Francisco Núñez Boluda (5)	48.081	-	48.081	-
D. José Luis Oller Ariño (4)	48.081	-	24.040	-
D. Juan Ramón Quintás Seoane (2)	-	-	-	-
D. Francisco Javier Ramos Gascón	48.081	-	48.081	-
D. Alberto Recarte García-Andrade (3)	-	-	28.047	-
D. Manuel Ríos Navarro	48.081	-	48.081	-
D. Juan Rosell Lastortras (3)	-	-	28.047	-
D. José Serna Masiá	48.081	-	48.081	-
Suma	673.134	1.497.005	657.105	2.280.000
TOTAL	2.170.139		2.937.105	

(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) Renuncia a las percepciones distintas a las dietas de asistencia y similares

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 27 de mayo de 2005

(4) No forma parte del Consejo de Administración desde el 27 de mayo de 2005

(5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de febrero de 2006

Retribución variable.

Miembros	Retribución variable (euros)			
	2004		2005	
	Beneficios	Retribución	Beneficios	Retribución
D. Manuel Pizarro Moreno	14.806	560.429	14.806	829.323
D. Rafael Miranda Robredo (1)	14.806	596.173	14.806	711.272
D. Alberto Alonso Ureba	14.806	-	14.806	-
D. Miguel Blesa de la Parra (2)	-	-	-	-
D. Rafael Español Navarro (5)	14.806	-	14.806	-
D. José María Fernández Cuevas	14.806	-	14.806	-
D. José Manuel Fernández Norniella	14.806	-	14.806	-
D. José Fernández Olano (5)	14.806	-	14.806	-
D. Rafael González-Gallarza Morales	14.806	-	14.806	-
D. Francisco Núñez Boluda (6)	14.806	-	14.806	-
D. José Luis Oller Ariño (5)	14.806	-	14.806	-
D. Juan Ramón Quintás Seoane (3)	-	-	-	-
D. Francisco Javier Ramos Gascón	14.806	-	14.806	-
D. Alberto Recarte Gcía.-Andrade (4)	-	-	-	-
D. Manuel Ríos Navarro	14.806	-	14.806	-
D. Juan Rosell Lastortras (4)	-	-	-	-
D. José Serna Masiá	14.806	-	14.806	-
Suma	192.478	1.156.602	192.478	1.540.595
TOTAL	1.349.080		1.733.073	

(1) La retribución variable total del señor Miranda asciende a 640.191 euros en 2004 y 750.113 euros en 2005, aunque de esas cantidades, se han descontado 44.018 euros y 38.841 euros respectivamente, percibidas en concepto de "dietas de otras compañías"

(2) Renuncia a las percepciones distintas a la retribución fija, dietas de asistencia y similares

(3) Renuncia a las percepciones distintas a las dietas de asistencia y similares

(4) Forma parte del Consejo de Administración desde el 27 de mayo de 2005

(5) No forma parte del Consejo de Administración desde el 27 de mayo de 2005

(6) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de febrero de 2006

Dietas.

Miembros	Dietas (euros)			
	2004		2005	
	ENDESA	Otras Cías.	ENDESA	Otras Cías.
D. Manuel Pizarro Moreno	82.138	-	106.179	-
D. Rafael Miranda Robredo	82.138	70.895	106.179	89.755
D. Alberto Alonso Ureba	80.135	-	104.175	-
D. Miguel Blesa de la Parra	64.108	-	94.158	-
D. Rafael Español Navarro (1)	50.085	22.038	34.057	34.057
D. José María Fernández Cuevas	82.138	35.887	106.179	21.136
D. José Manuel Fernández Norniella	82.138	37.703	96.162	43.118
D. José Fernández Olano (1)	46.078	20.034	32.054	32.054
D. Rafael González-Gallarza Morales	42.071	18.031	54.091	18.032
D. Francisco Núñez Boluda (2)	54.091	20.034	58.098	18.030
D. José Luis Oller Ariño (1)	56.094	22.037	36.061	36.061
D. Juan Ramón Quintás Seoane	46.078	-	64.108	-
D. Francisco Javier Ramos Gascón	56.094	22.037	60.101	22.037
D. Alberto Recarte Gcía.-Andrade (3)	-	-	24.040	8.013
D. Manuel Ríos Navarro	50.084	20.034	54.091	22.038
D. Juan Rosell Lastortras (3)	-	-	20.034	2.400
D. José Serna Masiá	56.094	22.037	62.104	22.037
TOTAL	929.564	310.767	1.111.871	339.681

(1) No forma parte del Consejo de Administración desde el 27 de mayo de 2005

(2) No forma parte del Consejo de Administración desde el 25 de febrero de 2006

(3) Forma parte del Consejo de Administración desde el 27 de mayo de 2005

Otras retribuciones.

Miembros	Otras retribuciones (euros)	
	2004	2005
	D. Manuel Pizarro Moreno	5.271
D. Rafael Miranda Robredo	34.865	21.014
D. Rafael Español Navarro (1)	6.599	7.021
TOTAL	46.735	32.479

(1) No forma parte del Consejo de Administración desde el 27 de mayo de 2005

Anticipos y préstamos.

Miembros	Anticipos y préstamos (euros)	
	2004	2005
	D. Rafael Miranda Robredo	495.379

Estos anticipos y préstamos fueron concedidos antes de la aprobación de la Ley Sarbanes-Oxley en julio de 2002, y sus condiciones no han sido modificadas desde dicha fecha. De éstas cifras, 152.802 euros en 2004 y 92.802 euros en 2005 eran préstamos con interés a EURIBOR más 0,5 %.

Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones.

Miembros	Fondos y planes de pensiones: aportaciones (euros)	
	2004	2005
	D. Manuel Pizarro Moreno	235.652
D. Rafael Miranda Robredo (1)	4.319.378	2.122.182

(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 pensiones y retribuciones.

Así, de la cifra citada para el año 2004, 3.904.381 euros corresponden a primas pagadas para atender las obligaciones pendientes por pensiones de ejercicios futuros previstas a favor del Consejero Delegado, al igual que para el resto del personal afectado en el mismo supuesto de edad y antigüedad. Para el año 2005, las aportaciones ascienden a 1.389.000 euros.

Primas de Seguros de Vida.

Miembros	Primas de seguros de vida (euros)	
	2004	2005
	D. Manuel Pizarro Moreno	46.253
D. Rafael Miranda Robredo	93.219	85.206
Consejeros	85.994	120.798

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros.

Adicionalmente, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 5.864.605 euros en 2004 y 10.369.336 euros en 2005, para atender los devengos futuros, garantía de derechos futuros en materia retributiva, al igual que para el resto del personal afectado en el mismo supuesto de edad y antigüedad. Estas garantías varían exclusivamente por el importe de la retribución anual, que habitualmente supone un incremento de las mismas, y por el período pendiente de permanencia en la empresa que supone cada año una disminución de la garantía.

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:

Miembros de la Alta Dirección a 31 de diciembre de 2005	
Nombre	Cargo
D. Francisco Borja Acha Besga	Director Corporativo de Asesoría Jurídica
D. José Damián Bogas Gálvez (1)	Director General de España y Portugal
D. Gabriel Castro Villalba	Director Corporativo de Comunicación
D ^a . M ^a Isabel Fernández Lozano	Directora Corporativa Adjunta al Director Corporativo de Servicios
D. Ángel Ferrera Martínez	Presidente Consejo Asesor de Unelco-ENDESA Canarias
D. Amado Franco Lahoz	Presidente Consejo Asesor de Erz-ENDESA Aragón
D. José Antonio Gutiérrez Pérez (1)	Director General de Erz-ENDESA Aragón
D. José Félix Ibáñez Guerra (1)	Director General de Minería
D. Pedro Larrea Paguaga	Director General de Gestión Energía
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Gestión Energía Latinoamérica
D. José Luis Marín López Otero (1)	Director General de Distribución
D. Alberto Martín Rivals	Director General de Negocio Latinoamérica
D. José A. Martínez Fernández (1)	Director General de Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura
D. Germán Medina Carrillo (1)	Director Corporativo de Recursos Humanos
D. Salvador Montejo Velilla	Secretario General y del Consejo de Administración
D. Manuel Morán Casero	Director General de Generación
D. Jesús Olmos Clavijo	Director General de Europa
D. José Luis Palomo Álvarez (1)	Director Corporativo Financiero y de Control
D. Antonio Pareja Molina (1)	Director Corporativo de Servicios
D. José María Plans Gómez (1)	Director General de Unelco-ENDESA Canarias
D. José Luis Puche Castillejo	Director Corporativo de Auditoría
D. Álvaro Quiralte Abelló	Director General de ENDESA Italia
D. Jaime Reguart Pelegrí (1)	Director General de Gesa-ENDESA Baleares
D. Bartolomé Reus Beltrán	Presidente del Consejo Asesor de Gesa-ENDESA Baleares
D. Luis Rivera Novo (1)	Director General de Latinoamérica
D. Jorge Rosemblut Ratinoff	Presidente de Chilectra
D. José María Rovira Vilanova (1)	Director General de Fecsa-ENDESA Cataluña
D. Carlos Torres Vila	Director Corporativo de Estrategia
D. Javier Uriarte Monereo	Director General de Comercialización
D. Mario Valcarce Durán	Gerente General de Enersis
D. Jaime Ybarra Lloset	Presidente del Consejo Asesor de Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura
D. Pablo Yrarrazabal Valdés	Presidente de Enersis
D. Rafael López Rueda	Gerente General de Chilectra
D. Rafael Mateo Alcalá	Gerente General de ENDESA Chile
D. Antón Costas Comesaña	Presidente del Consejo Asesor de Fecsa-ENDESA Cataluña

(1) Participan en régimen descrito en la nota (1), con sus condiciones particulares.

Remuneración de los Altos Directivos durante los ejercicios 2004 y 2005

A continuación se detalla la retribución correspondiente a las personas relacionadas en el cuadro anterior:

	Euros			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo	
	2005	2004	2005	2004
Retribución Fija	10.243.457	10.066.129	-	-
Retribución Variable	5.819.157	5.397.676	-	-
Dietas	-	-	203.327	187.620
Atenciones Estatutarias	-	-	-	-
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	-	-	-	-
Otros	527.577	1.807.280	-	-
TOTAL	16.590.191	17.271.085	203.327	187.620

	Euros			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo	
	2005	2004	2005	2004
Anticipos	1.713.932	1.787.619	-	-
Créditos concedidos	3.160.193	3.208.531	-	-
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones (1)	5.915.382	5.503.166	-	-
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	-	-	-	-
Primas de Seguros de Vida	793.901	524.820	-	-
Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Altos Directivos (1) (2)	36.779.976	20.564.012	-	-

(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, que incluye aportaciones futuras que suponen un menor coste en período remanente de vida laboral. Las retribuciones garantizadas, en condiciones homogéneas, disminuirán por cada año de permanencia en la empresa.

(2) Estas garantías representan un coste del 4 por mil del importe constituido. Durante el año 2005, la plantilla afectada experimentó un crecimiento sustancial.

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

Véase en Apartado 15.1. Aportaciones a Fondos y Planes de Pensiones, Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros y Remuneración de los Altos Directivos durante los ejercicios 2004 y 2005.

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 Documento de Registro de Acciones, 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:

Cargo	Miembros	Fecha Primer Nombramiento	Fecha Ultimo Nombramiento
Presidente	D. Manuel Pizarro Moreno	18.10.1996 14.05.2002 (1)	27.05.2005
Consejero Delegado	D. Rafael Miranda Robredo	11.02.1997	27.05.2005
Consejeros	D. Alberto Alonso Ureba	19.06.1998	19.06.2003
	D. Miguel Blesa de la Parra	06.11.2000	27.05.2005
	D. José M. Fernández Cuevas	19.06.1998	19.06.2003
	D. José M. Fernández Norniella	07.07.1998	19.06.2003
	D. Rafael González-Gallarza Morales	19.06.1998	19.06.2003
	D. Juan Ramón Quintás Seoane	02.04.2004	02.04.2004
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	06.02.2001	27.05.2005
	D. Alberto Recarte García-Andrade	27.05.2005	27.05.2005
	D. Manuel Ríos Navarro	28.07.1998	19.06.2003
	D. Juan Rosell Lastortras	27.05.2005	27.05.2005
	D. José Serna Masiá	07.02.2000	02.04.2004
Secretario no Consejero	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.

A 31 de diciembre de 2005 el número de beneficiarios asciende a 31.

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 postcontractual. 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 o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el artículo 10, apartado 3 del Real Decreto 1382/1985.
- 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 modificación de la relación laboral preexistente o de la extinción de ésta por prejubilación para el Consejero Delegado y los Altos Directivos.

Pacto de no-competencia postcontractual:

- 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. José Serna Masiá	07.02.2000	b)(1)
Consejeros	D. José María Fernández Cuevas	07.03.2006	b)
	D. Alberto Recarte García-Andrade	27.05.2005	b)
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	29.03.2001	b)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

(1) 12 de mayo de 2006. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Auditoria y Cumplimiento.

Durante el ejercicio 2005, el Comité de Auditoría y Cumplimiento ha celebrado 10 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 aquellas 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. Manuel Ríos Navarro	07.02.2000	b)(1)
Consejeros	D. Juan Ramón Quintás Seoane	27.05.2005	b)
	D. Rafael González-Gallarza Morales	07.07.1998	
	D. Juan Rosell Lastortras	27.05.2005	b)
	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-
Secretario no Consejero			

(1) 12 de mayo de 2006. Fecha de nombramiento como Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones.

Durante el ejercicio 2005, el Comité de Nombramientos y Retribuciones ha celebrado 8 reuniones.

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.

ENDESA ha elaborado conforme al Anexo I de la Circular 1/2004 de la CNMV su Informe de Gobierno Corporativo correspondiente al ejercicio 2005, que ha sido informado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad, en su reunión de 15 de enero de 2006, y aprobado por unanimidad por el Consejo de Administración, en su sesión de 16 de enero de 2006. Finalmente, con fecha 19 de enero de 2006, ENDESA remitió dicho Informe como hecho relevante a la CNMV, habiendo sido incorporado a la página web de la compañía www.endesa.es.

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 2005, ENDESA tenía un total de 27.204 empleados, lo que supone un incremento del 0,2% respecto de los existentes al final del ejercicio anterior. La plantilla de su negocio eléctrico en España y Portugal ha pasado de 12.889 empleados al cierre de 2004 a 12.709 al término de 2005, lo que supone una disminución del 1,4%. Por lo que se refiere al conjunto de los negocios que desarrolla fuera de España, su plantilla total ha pasado de 14.171 a 14.470 empleados entre el cierre de 2004 y el de 2005.

La tabla que figura a continuación muestra la evolución de la plantilla de ENDESA en los últimos tres años:

Plantilla Final	2005	% Variación	2004	% Variación	2003
Negocio eléctrico en España y Portugal	12.709	(1,4)	12.889	(5,6)	13.651
Generación	4.080	(5,7)	4.328	(16,8)	5.201
Distribución	6.588	0,3	6.566	2,4	6.415
Otros	2.041	2,3	1.995	(2,0)	2.035
Negocio eléctrico en Europa	2.153	(11,6)	2.436	113,1	1.143
Negocio eléctrico internacional	12.317	5,0	11.735	(0,5)	11.796
Generación	1.601	2,2	1.567	4,5	1.500
Distribución	7.210	0,7	7.158	(2,0)	7.307
Otros	3.506	16,5	3.010	0,7	2.989
Otros negocios	25	(73,1)	93	(50,3)	187
TOTAL	27.204	0,2	27.153	1,4	26.777

17.2. Acciones y opciones de compra de acciones. 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 Documento de Registro de Acciones asciende a 139.126 acciones, que representan el 0,013% del capital social conforme al detalle que figura a continuación:

Nombre del Consejero	Nº de Acciones Directas	Nº de Acciones Indirectas	Nº de Acciones Representadas	Nº de Acciones Total	% Total s/Capital Social
D. Manuel Pizarro Moreno	100.004	-	-	100.004	0,009
D. Rafael Miranda Robredo	7.585	-	-	7.585	0,001
D. Alberto Alonso Ureba	-	-	-	-	-
D. Miguel Blesa de la Parra (1)	600	-	105.197.057	105.197.657	9,936
D. José M. Fernández Cuevas	-	-	-	-	-
D. José M. Fernández Norriella	-	-	-	-	-
D. Rafael González-Gallarza M.	3.300	-	-	3.300	0,000
D. Francisco Núñez Boluda	4.000	-	-	4.000	0,000
D. Juan R. Quintás Seoane	1.525	-	-	1.525	0,000
D. Francisco Javier Ramos Gascón (2)	992	8.779	-	9.771	0,001
D. Alberto Recarte García-Andrade (3)	250	21.100	-	21.350	0,002
D. Manuel Ríos Navarro (4)	3.889	8.583	-	12.472	0,001
D. Juan Rosell Lastortras (5)	5	10.000	-	10.005	0,001
D. José Sema Masiá (6)	16.976	520	-	17.496	0,001
TOTAL	139.126	48.982	105.197.057	105.385.165	9,954

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 Documento de Registro de Acciones asciende a 99.708 acciones, que representan el 0,01% del capital social, conforme al detalle que figura a continuación:

Nombre	Nº de Acciones		
	Directas	Indirectas	Total
D. Francisco Borja Acha Besga	1.000	-	1.000
D. José Damián Bogas Gálvez	7.438	-	7.438
D. Gabriel Castro Villalba	4.479	-	4.479
D ^a . M ^a Isabel Fernández Lozano	1.215	-	1.215
D. Ángel Ferrera Martínez	4.799	-	4.799
D. Amado Franco Lahoz	-	-	-
D. José Antonio Gutiérrez Pérez	6.417	-	6.417
D. José Félix Ibáñez Guerra	4.147	-	4.147
D. Pedro Larrea Paguaga	3.015	-	3.015
D. Héctor López Vilaseco	3.045	-	3.045
D. José Luis Marín López Otero	7.289	-	7.289
D. Alberto Martín Rivals	780	-	780
D. José A. Martínez Fernández	-	-	-
D. Germán Medina Carrillo	7.573	-	7.573
D. Salvador Montejo Velilla	860	-	860
D. Manuel Morán Casero	4.350	-	4.350
D. Jesús Olmos Clavijo	7.108	-	7.108
D. José Luis Palomo Álvarez	8.300	-	8.300
D. Antonio Pareja Molina	4.479	-	4.479
D. José María Plans Gómez	5.455	-	5.455
D. José Luis Puche Castillejo	-	-	-
D. Álvaro Quiralte Abelló	6.179	-	6.179
D. Jaime Reguart Pelegrí	-	-	-
D. Bartolomé Reus Beltrán	100	-	100
D. Luis Rivera Novo	3.015	-	3.015
D. Jorge Roseblut Ratinoff	-	-	-
D. José María Rovira Vilanova	1.063	-	1.063
D. Carlos Torres Vila	731	-	731
D. Javier Uriarte Monereo	-	-	-
D. Mario Valcarce Durán	-	-	-
D. Jaime Ybarra Llosent	5.000	-	5.000
D. Pablo Yrarrazabal Valdés	-	-	-
D. Rafael López Rueda	-	-	-
D. Rafael Mateo Alcalá	326	-	326
D. Antón Costas Comesaña	1.545	-	1.545

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 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, 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
Chase Nominees Ltd. (1)	60.683.704	--	5,732
Axa, S.A. (2)	4.639.809	52.006.286	5,350
Axa IM	4.573.843	-	0,432
Axa Rosenberg	7.824.236	-	0,739
ACM	39.608.207	-	3,741
State Street Bank & Trust Co. (3)	53.339.905	--	5,038

(1) Con fecha 26 de marzo de 2003, la entidad financiera Santander Central Hispano, S.A. remitió a la 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.

(2) Con fecha 7 de septiembre de 2005, Axa, S.A. remitió a la CNMV comunicación de participación significativa de 56.646.095 acciones de ENDESA, que representan un 5,350% del capital social.

(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%".

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.

El pasado 27 de febrero de 2006, la CNMV, autorizó la OPA de Gas Natural SDG, S.A., por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A., una vez obtenida la autorización con condiciones por parte de las autoridades de defensa de la competencia mediante acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 3 de febrero de 2006. Si bien el período de aceptación de la OPA comenzó con fecha 6 de marzo de 2006, esta oferta ha sido suspendida cautelarmente por el Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid con efectos desde el 4 de abril de 2006. De acuerdo con lo prevenido en la Ley de Enjuiciamiento Civil, ENDESA ha tenido que presentar una caución por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarse, en su caso, a las

empresas afectadas por tal suspensión. El importe del aval presentado es de 1.000 millones de euros, si bien hay que mencionar que ni la caución ni su importe determinan ni prejuzgan la existencia o la cuantía de las eventuales responsabilidades que pudieran derivarse de este proceso.

Además, con fecha 10 de mayo de 2006 se nos ha notificado el auto del Tribunal Supremo de 28 de abril de 2006 por el que se accede a la medida cautelar solicitada por ENDESA consistente en la suspensión del acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 por el que se aprueba, con ciertas condiciones, la concentración resultante de la OPA de Gas Natural sobre la totalidad del capital social de ENDESA, de forma provisional y hasta que el Tribunal Supremo resuelva sobre el fondo del asunto. Se solicita como condición a tal medida cautelar la prestación de una caución por 1.000 millones de euros, para lo que el Tribunal Supremo acepta como válido el aval prestado ante el mencionado Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid, siempre, naturalmente, que las entidades avalistas manifiesten su voluntad de extender los efectos del aval al procedimiento ante el Tribunal Supremo.

Con fecha 21 de febrero de 2006, E.On solicitó, a su vez, a la CNMV la autorización de una OPA competidora por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A. La oferta está sujeta a la autorización de las autoridades administrativas correspondientes y, consecuentemente, podría estar sujeta al cumplimiento de condiciones que, por el momento, son desconocidas.

Ambas ofertas están sujetas, entre otras condiciones, a la modificación de determinados artículos de los estatutos sociales de ENDESA, entre ellos el artículo 32 relativo al número máximo de votos que puede emitir un mismo accionista.

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 2005 con los accionistas significativos, identificados en la CNMV, todas ellas cerradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

Accionista significativo	Sociedad del Grupo	Naturaleza de la relación	Tipo de operación	Importe (Millones de euros)
Caja Madrid	ENDESA S.A.	Contractual	Línea crédito a largo plazo	10,0
Caja Madrid	ENDESA S.A.	Contractual	Línea de avales multiempresa	53,2
Caja Madrid	ENDESA S.A.	Contractual	Línea de avales multiempresa Ere's	64,3
Caja Madrid	ENDESA S.A.	Contractual	Entidad depositaria plan pensiones	978,1
Caja Madrid	ENDESA S.A.	Contractual	Derivados tipo de interés	1.663,9
Caja Madrid	ENDESA S.A.	Contractual	Compra forward dólar	4,3
Caja Madrid	ENDESA S.A.	Contractual	Venta forward dólar	2,1
Caja Madrid	Energías de la Mancha, S.A.	Contractual	Financiación de proyectos	12,5
Caja Madrid	Energías de la Mancha, S.A.	Contractual	Derivado tipo de interés	9,6
Caja Madrid	Gas Aragón	Contractual	Cuenta de crédito	7,5
Caja Madrid	Gesa Gas	Contractual	Cuenta de crédito	0,2
Caja Madrid	Planta Regasificadora Sagunto	Contractual	Financiación de proyectos	23,0
Caja Madrid	Planta Regasificadora Noroeste	Contractual	Financiación de proyectos	40,0
Caja Madrid	ENDESA Italia	Contractual	Derivado tipo de interés	100,0
Caja Madrid	ENDESA Italia	Contractual	Garantía deuda bancaria	17,2
Caja Madrid	Internacional ENDESA B.V.	Contractual	Derivado tipo de cambio	93,0
Caja Madrid	Internacional ENDESA B.V.	Contractual	Derivado tipo de interés	340,0
Caja Madrid	Internacional ENDESA B.V. (3)	Contractual	Colocador emisión Programa EMTN's	340,0
Caja Madrid	Internacional ENDESA B.V.	Contractual	Colocador participaciones preferentes	1.043,0
Caja Madrid	Energis	Contractual	Préstamo sindicado	9,5
Caja Madrid	ENDESA Chile	Contractual	Préstamo sindicado	7,2
Mapfre (1)(2)	ENDESA S.A.	Contractual	Participación 60% en póliza de daños	n.a.
Mapfre (1)(2)	ENDESA S.A.	Contractual	Participación 53% en póliza de responsabilidad	n.a.
Mapfre (1)(2)	ENDESA S.A.	Contractual	Póliza primaria daños	n.a.
Mapfre (1)(2)	ENDESA Distribución Eléctrica	Contractual	Financiación aseguradoras	84,5
Mapfre (1)(2)	ENDESA Generación	Contractual	Financiación aseguradoras	1,2
Mapfre (1) (2)	Grupo ENDESA	Contractual	Seguros de vida	n.a.
Mapfre (1) (2)	ENDESA Distribución Eléctrica	Contractual	Seguros de vida	n.a.
Axa (2)	ENDESA S.A.	Contractual	Participación 22% en póliza de responsabilidad	n.a.
Axa (2)	ENDESA S.A.	Contractual	Seguros de vida	n.a.

(1) Las actividades de seguros de vida de Mapfre forman parte de la sociedad Mapfre-Caja Madrid Holding de Entidades Aseguradoras, S.A., en la que participa Caja Madrid con un 49%.

(2) La inclusión de las operaciones realizadas con esta sociedad no implica, en ningún caso, que la misma pueda considerarse parte vinculada a los efectos de la Orden EHA/3050/2004, de 15 de septiembre.

(3) Caja Madrid actúa como banco colocador.

Las operaciones relevantes realizadas durante el ejercicio 2003 y 2004 con los accionistas significativos aparecen detalladas en el Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente a los ejercicios 2003 y 2004.

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 2005 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 2005 han sido aprobados en Junta General de Accionistas Ordinaria celebrada el 27 de febrero de 2005, habiendo sido auditados por la firma Deloitte.

Hasta el ejercicio 2004 el Grupo ha venido formulando sus Cuentas Anuales de acuerdo con los Principios y Criterios contables en vigor en España (en adelante, "PGC"). A partir del ejercicio 2005 el Grupo formula sus Cuentas Anuales de acuerdo con las NIIF según ha sido adoptado por la Unión Europea, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo (Véase Informe Anual 2005. Documentación Legal. Memoria ENDESA, S.A. y Sociedades Filiales. Memoria Consolidada correspondiente al ejercicio 2005).

En el ejercicio 2004 ENDESA se ha acogido a la excepción contenida en la NIIF 1, adoptada por la Unión Europea, que permite aplicar las NIC 32 y 39 relativas a instrumentos financieros a

partir del 1 de enero de 2005, sin exigir la adaptación de las cifras comparativas del año anterior.

Balance de Situación Consolidado.

A continuación se detallan los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 2003, 2004 y 2005:

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	2005	31 de diciembre de 2004	2003
ACTIVO			
INMOVILIZADO	45.742	39.693	-
Gastos de establecimiento	-	-	14
Inmovilizado Material	32.313	28.910	26.962
Inmuebles de inversión	71	58	-
Activo Intangible	863	323	526
Fondo de Comercio	4.278	3.556	4.584
Inmovilizado Financiero	-	-	6.176
Inversiones contabilizadas por el método de participación	623	2.191	-
Inversiones Financieras a Largo Plazo	4.134	1.296	-
Impuestos Diferidos	3.460	3.359	-
Gastos a Distribuir en Varios Ejercicios	-	-	677
ACTIVO CIRCULANTE	9.601	7.489	7.108
Existencias	812	756	644
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	6.098	4.382	4.096
Inversiones Financieras a Corto Plazo	77	64	-
Efectivo y otros medios Equivalentes	2.614	2.178	2.322
Otros Activos	-	109	46
ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA	22	-	-
TOTAL ACTIVO	55.365	47.182	46.047
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	16.327	14.133	
De la Sociedad Dominante	11.590	8.728	8.801
De Accionistas Minoritarios	4.737	5.405	4.945
PASIVO A LARGO PLAZO	28.630	26.400	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	13
Ingresos Diferidos	2.062	1.535	1.512
Provisiones a Largo Plazo	5.097	4.394	4.502
Deuda Financiera a Largo Plazo	18.587	17.715	13.822
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	1.032	1.032	3.760
Impuestos Diferidos	1.852	1.724	-
PASIVO A CORTO PLAZO	10.408	6.649	
Deuda Financiera a Corto Plazo	2.450	1.541	4.427
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar a Corto Plazo	7.958	5.108	4.265
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	55.365	47.182	46.047

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

A continuación se detallan las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA, correspondientes a los ejercicios económicos 2003, 2004 y 2005:

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	2005	2004	2003
INGRESOS	18.229	13.665	16.644
Ventas	17.508	13.509	15.750
Otros Ingresos de Explotación (1)	721	156	894
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(9.103)	(6.292)	(9.309)
Compras de Energía	(3.367)	(2.356)	(6.085)
Consumo de Combustibles	(3.578)	(2.724)	(2.409)
Gastos de Transporte (2)	(651)	(520)	(815)
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	(1.507)	(692)	-
MARGEN DE CONTRIBUCION	9.126	7.373	-
Trabajos para el Inmovilizado (1)	170	161	-
Gastos de Personal	(1.547)	(1.393)	(1.186)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.729)	(1.620)	(1.342)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	6.020	4.521	-
Amortizaciones (3)	(1.776)	(1.675)	(1.663)
RESULTADO DE EXPLOTACION	4.244	2.846	3.144
RESULTADO FINANCIERO	(1.252)	(1.147)	(735)
Gasto Financiero Neto	(1.257)	(1.087)	(1.118)
Diferencias de Cambio	5	(60)	383
Resultado de Sociedades por el Método de Participación	67	79	30
Amortización del Fondo de Comercio de Consolidación	-	-	(289)
Resultado de otras Inversiones	2	40	-
Resultados extraordinarios	-	-	277
Resultados en Ventas de Activos	1.486	195	-
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	4.547	2.013	2.427
Impuestos sobre Sociedades	(790)	(352)	(550)
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.757	1.661	1.877
SOCIEDAD DOMINANTE	3.182	1.253	1.312
Accionistas Minoritarios	575	408	565
Beneficio Neto por Acción (en euros)	3,01	1,19	1,24
Beneficio Neto por Acción Diluido (en euros)	3,01	1,19	1,24

1. En 2003 incluye trabajos efectuados por la empresa para su inmovilizado por 161 millones de euros.

2. En 2003 incluye gastos de transporte de energía y otros gastos externos.

3. En 2003 incluye amortizaciones y provisiones.

Patrimonio Neto.

A continuación se detalla la composición y movimientos del Patrimonio Neto a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005:

	NIIF											
	Millones de euros											
	Capital Suscrito	Prima Emisión	Reserva Legal.	Reserva Reval.	Reserva No Dist.	Dif. Conv.	Reserva Rev. Act. Pas. No Realiz.	Beneficio Retenido	Divid. A Cuenta	Total Patr. Neto Soc. Dom.	Patr. Neto Acc. Min.	Total Patr. Neto
Saldo a 1-1-2004	1.271	1.376	285	1.714	178	-	-	3.635	(280)	8.179	4.751	12.930
Distribución Rdos.	-	-	-	-	-	-	(733)	280	(453)	(196)	(649)	
Ing. Gtos. Rec. Patrimonio	-	-	-	-	-	(20)	57	-	37	186	223	
Rdo. Ejercicio	-	-	-	-	-	-	1.253	-	1.253	408	1.661	
Dividendo a Cuenta	-	-	-	-	-	-	-	(288)	(288)	-	(288)	
Altas/Bajas Sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	265	265	
Otros Pagos Accionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)	
Traspaso entre Reservas	-	-	-	-	(8)	-	8	-	-	-	-	
Saldo a 31-12-2004	1.271	1.376	285	1.714	170	(20)	57	4.163	(288)	8.728	5.405	14.133
Primera Aplic. NIC 32-39	-	-	-	-	-	-	(49)	(143)	-	(192)	(1.574)	(1.766)
Distribución de Rdos.	-	-	-	-	-	-	(782)	288	(494)	(216)	(710)	
Ing. Gtos. Rec. Patrimonio	-	-	-	-	-	749	187	-	727	693	1.420	
Rdo. Ejercicio	-	-	-	-	-	-	3.182	-	3.182	575	3.757	
Dividendo a Cuenta	-	-	-	-	-	-	-	(323)	(323)	-	(323)	
Altas/Bajas Sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	113	
Otros Pagos Accionistas	-	-	-	-	-	-	(14)	-	(14)	(283)	(297)	
Traspaso entre Reservas	-	-	-	-	-	-	(24)	-	(24)	24	-	
Saldo a 31-12-2005	1.271	1.376	285	1.714	170	729	195	6.173	(323)	11.590	4.737	16.327

	PGC											
	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 31-12-2003	1.271	1.376	1.714	2.831	461	17	3.062	69	(3.032)	1.312	(280)	8.801
Distribución Rdos.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo a Cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(280)	280	-
Dividendo Complem.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(464)	-	(464)
Otras Reservas	-	-	-	138	-	-	424	6	-	(568)	-	-
Trasposos	-	-	-	24	(7)	(17)	-	-	-	-	-	-
Prov. Acciones Propias	-	-	-	11	-	-	-	-	-	-	-	11
Dif. Conversión	-	-	-	-	-	-	-	-	28	-	-	28
Otros	-	-	-	4	-	-	6	-	-	-	-	10
Beneficio Ejercicio 2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.379	-	1.379
Divi. a Cuenta Ej. 2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(288)	(288)
Saldo al 31-12-2004	1.271	1.376	1.714	3.008	454	-	3.492	75	(3.004)	1.379	(288)	9.477

Estado Consolidado de Ingresos y Gastos Reconocidos.

A continuación se detalla el Estado Consolidado de Ingresos y Gastos Reconocidos correspondiente a los ejercicios anuales terminados el 31 de diciembre de 2004 y 2005:

	NIIF					
	Millones de euros					
	2005			2004		
	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total
RESULTADO NETO RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN PATRIMONIO NETO	727	693	1.420	37	186	223
En Beneficio Retenido:						
Pérdidas y Ganancias Actuariales Pensiones	(209)	-	(209)	-	-	-
Efecto Fiscal	(323)	-	(323)	-	-	-
	114	-	114	-	-	-
En Reservas por Revaluación de Activos y Pasivos:						
Inversiones Disponibles para la Venta	187	34	221	57	38	95
Cobertura de Flujos de Caja	237	-	237	-	-	-
Efecto Fiscal	(17)	34	17	57	38	95
	(33)	-	(33)	-	-	-
En Diferencias de Conversión:						
Diferencias de Conversión Brutas	749	659	1.408	(20)	148	128
Efecto Fiscal	807	659	1.466	10	148	158
	(58)	-	(58)	(30)	-	(30)
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.182	575	3.757	1.253	408	1.661
TOTAL INGRESOS Y GASTOS	3.909	1.268	5.177	1.290	594	1.884
Efecto Bruto de Cambios en Políticas Contables (Aplicación NIC 32 y 39)	(283)	(1.574)	(1.857)	-	-	-
Efecto Fiscal	91	-	91	-	-	-
Efecto Neto de Cambios en Políticas Contables (Aplicación NIC 32 y 39)	(192)	(1.574)	(1.766)	-	-	-

Estados de Flujos de Efectivo.

A continuación se detalle el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado de los ejercicios económicos 2003, 2004 y 2005:

	Millones de euros		
	NIIF		PGC
	2005	2004	2003
Resultado Bruto antes de Impuestos y Socios Externos	4.547	2.013	-
Resultado Neto	-	-	1.312
Amortizaciones	1.776	1.675	2.631
Resultados Venta de Activos	(1.486)	(195)	(799)
Impuesto de Sociedades	(650)	(200)	463
Otros Resultados que no generan Movimiento de Fondos	465	579	208
Pago de Provisiones	(443)	(454)	(414)
Recursos Generados por las Operaciones	4.209	3.418	-
Variación Impuesto sobre Sociedades a Pagar	341	(16)	-
Variación en Activo / Pasivo Corriente Operativo	(1.188)	246	321
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	3.362	3.648	3.722
Adquisiciones de Activos Fijos Materiales e Inmateriales	(3.247)	(2.262)	(2.182)
Adquisiciones de otras Inversiones	(1.485)	(425)	(468)
Enajenaciones de Inversiones	3.702	692	1.825
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	312	159	295
Otros (1)	-	-	608
Flujos Netos de Efectivo Empleados en las Actividades de Inversión	(718)	(1.836)	78
Disposiciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	3.030	1.363	6.414
Amortizaciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	(1.737)	(455)	(8.872)
Flujo Neto Deuda Financiera con Vencimiento a Corto Plazo	(2.366)	(1.720)	(2.606)
Cobros / pagos Acciones Propias	-	44	111
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante (2)	(796)	(739)	(866)
Pagos a Accionistas Minoritarios	(457)	(196)	-
Aportaciones de Accionistas Minoritarios	-	-	2.153
Flujos Netos de Efectivo de la Actividad de Financiación	(2.326)	(1.703)	(3.666)
Flujos Netos Totales	318	109	134
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos	118	(22)	-
Variación de Efectivo y Otros Medios Líquidos	436	87	-
Efectivo y Otros Medios Líquidos Iniciales	2.178	2.091	2.188
Efectivo y Otros Medios Líquidos Finales	2.614	2.178	2.322

(1) En 2003 incluye cancelación anticipada o traspaso a corto de inmovilizado financiero.

(2) En 2003 incluye pagos de dividendos de la sociedad dominante y a accionistas minoritarios.

Políticas Contables.

Véase Informe Anual 2005. Documentación Legal. Memoria ENDESA, S.A. y Sociedades Filiales. Memoria Consolidada correspondiente al ejercicio 2005. Apartado 2: Bases de Presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas. Apartado 3: Normas de Valoración.

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.

Véanse estados financieros consolidados de ENDESA correspondientes a los ejercicios 2005, 2004 y 2003 en el Apartado 20.1.

Los estados financieros individuales de ENDESA, S.A. correspondientes a los ejercicios 2005, 2004 y 2003 están a disposición del público en la 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, y en la sede social, calle Ribera del Loira, número 60 de Madrid, código postal 28042.

20.4. Auditoria de la información financiera histórica anual

20.4.1. Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica. Si los informes de auditoria 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 ha auditado las cuentas anuales correspondientes a los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005 emitiendo un informe sin salvedades excepto en el correspondiente a las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2005 elaboradas de acuerdo con las NIIF en la que el auditor de cuentas señala la falta de uniformidad entre las cuentas del ejercicio 2005 y 2004 ya que ENDESA se ha acogido a la excepción permitida en la NIIF 1 adoptada por la Unión Europea de no aplicar para el ejercicio 2004 las NIC 32 y 39. Esta salvedad no supone ningún reparo sobre las cifras presentadas del ejercicio 2005 ni del ejercicio 2004, únicamente señala que no son totalmente comparables.

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 2006 (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:

- a) 18 meses a la fecha del documento de registro si el emisor incluye en dicho documento estados financieros intermedios auditados:
- b) 15 meses a la fecha del documento de registro si en dicho documento el emisor incluye estados financieros intermedios no auditados.

La última información financiera auditada de ENDESA corresponde al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2005, por lo que no supera los plazos máximos establecidos.

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 a este Apartado no ha sido auditada.

A continuación se presentan los estados financieros consolidados de ENDESA a 31 de marzo de 2006:

Balance Consolidado del Grupo ENDESA (Datos no auditados).

	Millones de euros		
	NIIF		
	31 de marzo de 2006	31 de diciembre de 2005	% Variación
ACTIVO			
INMOVILIZADO	47.588	45.742	4,04
Inmovilizado Material	32.405	32.313	0,28
Inmuebles de inversión	68	71	(4,23)
Activo Intangible	1.863	863	115,87
Fondo de Comercio	4.235	4.278	(1,01)
Inversiones contabilizadas por el método de participación	656	623	5,30
Inversiones Financieras a Largo Plazo	4.825	4.134	16,72
Impuestos Diferidos	3.536	3.460	2,20
ACTIVO CIRCULANTE	8.226	9.623	(14,52)
Existencias	803	812	(1,11)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	5.935	6.098	(2,67)
Inversiones Financieras a Corto Plazo	118	77	53,25
Efectivo y otros medios Equivalentes	1.348	2.614	(48,43)
Activos no corrientes mantenido para la venta	22	22	-
TOTAL ACTIVO	55.814	55.365	0,81
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	15.110	16.327	(7,45)
De la Sociedad Dominante	10.238	11.590	(11,67)
De Accionistas Minoritarios	4.872	4.737	2,85
PASIVO A LARGO PLAZO	29.464	28.630	2,91
Ingresos Diferidos	2.810	2.062	36,28
Provisiones a Largo Plazo	5.077	5.097	(0,39)
Deuda Financiera a Largo Plazo	18.628	18.587	0,22
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	1.013	1.032	(1,84)
Impuestos Diferidos	1.936	1.852	4,54
PASIVO A CORTO PLAZO	11.240	10.408	7,99
Deuda Financiera a Corto Plazo	1.789	2.450	(26,98)
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar a Corto Plazo	9.451	7.958	18,76
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	55.814	55.365	0,81

Cuenta de Resultados Consolidada del Grupo ENDESA (Datos no auditados).

	Millones de euros		
	NIIF		
	Enero- Marzo 2006	Enero- Marzo 2005	% Variación
INGRESOS	5.670	4.317	31,34
Ventas	5.274	4.187	25,96
Otros Ingresos de Explotación	396	130	204,62
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	2.936	2.162	35,80
Compras de Energía	1.017	893	13,89
Consumo de Combustibles	1.099	832	32,09
Gastos de Transporte	201	165	21,82
Otros Aprovevisionamientos Variables y Servicios	619	272	127,57
MARGEN DE CONTRIBUCION	2.734	2.155	26,87
Trabajos para el Inmovilizado	37	33	12,12
Gastos de Personal	377	323	16,72
Otros Gastos Fijos de Explotación	447	379	17,94
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	1.947	1.486	31,02
Amortizaciones	456	435	4,83
RESULTADO DE EXPLOTACION	1.491	1.051	41,86
RESULTADO FINANCIERO	(214)	(221)	(3,17)
Gasto Financiero Neto	(232)	(267)	(13,11)
Diferencias de Cambio	18	46	(60,87)
Resultado de Sociedades por el Método de Participación	28	17	64,71
Resultado de otras Inversiones	(5)	5	(200,00)
Resultados en Ventas de Activos	210	116	81,03
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.510	968	55,99
Impuestos sobre Sociedades	219	265	(17,36)
RESULTADO DEL EJERCICIO	1.291	703	83,64
SOCIEDAD DOMINANTE	1.052	560	87,86
Accionistas Minoritarios	239	143	67,13
Beneficio Neto por Acción (en euros)	0,99	0,53	87,86
Beneficio Neto por Acción Diluido (en euros)	0,99	0,53	87,86

Estado Consolidado de Ingresos y Gastos Reconocidos (Datos no auditados).

	Marzo de 2006		
	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total
RESULTADO NETO RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN PATRIMONIO NETO	(178)	(30)	(208)
En Reservas por Revaluación de Activos y Pasivos:	(133)	(20)	(153)
Inversiones Disponibles para la Venta	(194)	-	(194)
Cobertura de Flujos de Caja	74	(20)	54
Efecto Fiscal	(13)	-	(13)
En Diferencias de Conversión:	(45)	(10)	(55)
Diferencias de Conversión Brutas	(50)	(10)	(60)
Efecto Fiscal	5	-	5
RESULTADO DEL EJERCICIO	1052	239	1.291
TOTAL INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS	874	209	1.083

Estados de Flujos de Efectivo (Datos no auditados).

	Millones de euros		
	NIIF		
	Enero- Marzo 2006	Enero- Marzo 2005	% Variación
Resultado Bruto antes de Impuestos y Socios Externos	1.510	968	55,99
Amortizaciones	456	435	4,83
Resultados Venta de Activos	(210)	(116)	81,03
Impuesto de Sociedades	(289)	(181)	59,67
Pago de Provisiones	(119)	(89)	33,71
Otros Resultados que no generan Movimiento de Fondos	(49)	(5)	880,00
Recursos Generados por las Operaciones	1.299	1.012	28,36
Variación Impuesto sobre Sociedades a Pagar	287	181	58,56
Variación en Activo / Pasivo Corriente Operativo	(379)	(415)	(8,67)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	1.207	778	55,14
Adquisiciones de Activos Fijos Materiales e Inmateriales	(876)	(845)	3,67
Adquisiciones de otras Inversiones	(757)	(91)	731,87
Enajenaciones de Inversiones	60	301	(80,06)
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	73	93	(21,51)
Flujos Netos de Efectivo Empleados en las Actividades de Inversión	(1.500)	(542)	176,75
Disposiciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	1.407	942	49,36
Amortizaciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	(1.029)	(265)	288,30
Flujo Neto Deuda Financiera con Vencimiento a Corto Plazo	(965)	(7)	13.685,71
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(323)	(288)	12,15
Pagos a Accionistas Minoritarios	(83)	(44)	88,64
Otros pagos a Accionistas Minoritarios	-	(67)	(100,00)
Flujos Netos de Efectivo de la Actividad de Financiación	(993)	271	(466,42)
Flujos Netos Totales	(1.286)	507	(353,65)
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos	20	30	(33,33)
Variación de Efectivo y Otros Medios Líquidos	(1.266)	537	(1.803)
Efectivo y Otros Medios Líquidos Iniciales	2.614	2.178	20,02
Efectivo y Otros Medios Líquidos Finales	1.348	2.715	(50,35)

ENDESA ha obtenido un beneficio neto de 1.052 millones de euros en el primer trimestre de 2006, lo que supone un crecimiento del 87,9% en comparación con el del mismo período de 2005. Este beneficio incluye el efecto neto de las plusvalías por las ventas de activos realizadas en los tres primeros meses del presente año, que ha sido de 181 millones de euros, de los que 171 millones corresponden a la venta del 5,01% de Auna a Deutsche Bank.

El beneficio neto ha crecido en todos los negocios de la Compañía. El beneficio neto del negocio de España y Portugal ha sido de 568 millones de euros, con un incremento del 49,5%, y el beneficio neto del negocio latinoamericano, de 195 millones, un 170,8% más que en el primer trimestre de 2005. El beneficio neto del negocio en Europa se ha situado en 118 millones de euros, lo que supone un crecimiento del 3,5%.

Negocio en España y Portugal

El beneficio neto de este negocio ha sido de 568 millones de euros en el primer trimestre de 2006, lo que supone un crecimiento del 49,5% respecto del año anterior y una contribución del 54% al resultado neto total de la Compañía. El resultado bruto de explotación ha ascendido a 1.037

millones de euros, un 25,9% más que en el primer trimestre de 2005, y el resultado de explotación a 773 millones de euros, con un incremento del +38,5%.

Efectos de la aplicación del Real Decreto Ley 3/2006.

El Real Decreto Ley 3/2006 ha modificado los siguientes aspectos relacionados con los ingresos de la actividad de generación:

- A partir del 3 de marzo de 2006, las ventas de generación en el mercado mayorista que coincidan con las compras realizadas por una sociedad distribuidora perteneciente al mismo Grupo para su venta en el mercado regulado, se liquidarán a un precio que será fijado por el Gobierno basándose en cotizaciones de mercados de electricidad que habrán de ser objetivas y transparentes. El Real Decreto Ley establece este precio en 42,35 €/MWh de forma provisional. Las cuentas de ENDESA del primer trimestre de 2006 se han realizado considerando este precio. No obstante, de mantenerse los costes de generación durante el resto del año tal y como se están comportando en los primeros meses del mismo, el precio definitivo que habrá de establecerse para esta energía tendrá que ser superior, lo que hará que los ingresos y los resultados sean mayores que los publicados en estas cuentas. El efecto de aplicar el precio de 42,35 €/MWh, en lugar del precio del "pool", sobre los ingresos de ENDESA en el primer trimestre de 2006 ha sido de 43 millones de euros.
- El importe que se ha de reconocer a cada grupo empresarial relativo a la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas del ejercicio 2006 que haya realizado, se minorará en el valor de los derechos de emisión de CO₂ que haya recibido de forma gratuita en el período comprendido entre el 1 de enero y el 2 de marzo de 2006. A falta del desarrollo detallado de la normativa necesaria para realizar este cálculo, ENDESA ha utilizado un criterio conservador, que consiste en calcular la parte proporcional a dicho período de los derechos de emisión gratuitos recibidos para el ejercicio 2006 y valorarlos al precio medio de mercado de los dos primeros meses de 2006. La aplicación de este método de evaluación ha arrojado un importe de 121 millones de euros, que ha sido registrado como menor ingreso por las ventas de generación y como menor importe a cobrar por la recuperación del déficit de tarifa.
- A partir del 3 de marzo de 2006, los ingresos por ventas de energía realizadas en el OMEL al precio establecido en dicho mercado se minoran por el valor de los derechos de emisión recibidos de forma gratuita que estén relacionados con esos ingresos.

Como algunos aspectos de esta nueva normativa son provisionales, los registros contables realizados a 31 de marzo de 2006 que se derivan de su aplicación tienen el mismo carácter, a la espera de que se desarrolle la normativa detallada a aplicar y se vayan produciendo las correspondientes liquidaciones.

Marco regulatorio de los sistemas extrapeninsulares que asegura los ingresos de la actividad de generación.

El 30 de marzo de 2006 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio aprobó las Ordenes Ministeriales de desarrollo del Real Decreto 1747/2003 por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Estas Ordenes Ministeriales establecen la forma de cálculo de la retribución regulada de la generación en estos sistemas y, por consiguiente, las compensaciones que deben recibir las empresas que realizan en ellos esta actividad.

Su aplicación da lugar a unas compensaciones para ENDESA de 887 millones de euros correspondientes a los diferentes ejercicios del período 2001-2005 por encima de las establecidas como provisionales en los sucesivos Reales Decretos de tarifas de cada año. Hasta el 31 de diciembre de 2005 las cuentas de ENDESA habían recogido ingresos por este concepto por importe de 644 millones de euros, por lo que en el primer trimestre de 2006 se han registrado los 243 millones de euros adicionales restantes. De este último importe, 212 millones de euros se han registrado como ventas y el resto, es decir, 31 millones de euros, como ingresos financieros, ya que corresponden a intereses devengados.

Déficit tarifario.

La tarifa eléctrica para 2006, a pesar de haber registrado un incremento del 4,48%, no ha permitido cubrir la totalidad de los costes del sistema, especialmente los costes de generación que se incorporan al precio del "pool". Como consecuencia de ello, se ha producido un déficit en los ingresos de las actividades reguladas del sector estimado en 1.178 millones de euros, de los que a ENDESA le corresponde financiar 520 millones.

De este importe, 399 millones de euros han sido registrados como activo financiero, una vez descontados 121 millones de euros correspondientes a la valoración provisional de los derechos de emisión de CO₂ asignados gratuitamente a ENDESA en los dos primeros meses del año, según lo establecido en el Real Decreto Ley 3/2006. Su registro como activo financiero responde al derecho reconocido de recuperar este importe, independientemente de que se encuentre pendiente de regulación la forma en la que se llevará a cabo esta recuperación una vez que se cierre el ejercicio anual.

Los 121 millones de euros de aportación para cubrir el déficit y que no han sido registrados como activo financiero se han deducido de los ingresos de generación.

De no haberse registrado como activo financiero los 399 millones de euros recuperables del déficit de ingresos de las actividades reguladas, los ingresos, el resultado bruto de explotación y el resultado de explotación habrían disminuido en ese mismo importe, y el resultado neto lo habría hecho en 259 millones de euros.

Asimismo, cabe señalar que, de acuerdo con la última liquidación realizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el importe del déficit de ingresos de las actividades reguladas del ejercicio 2005 que ENDESA debe financiar asciende a 1.691 millones de euros, cantidad superior en 110 millones a la registrada en las cuentas del ejercicio 2005, por lo que el importe de déficit del ejercicio 2005 que se ha de recuperar se ha incrementado en ese mismo importe. Esta modificación no afecta a los resultados de ENDESA del ejercicio 2005 ni a los del primer trimestre de 2006, ya que responde a un importe pagado por la Compañía que se recuperará en el futuro.

Negocio en Europa

El beneficio neto del negocio en Europa ha ascendido a 118 millones de euros en el primer trimestre de 2006, con un incremento del 3,5% respecto del primer trimestre de 2005. Este resultado se ha obtenido sin plusvalías por ventas de activos, mientras que en el primer trimestre de 2005 se generaron 36 millones de euros por este concepto. Si la comparación se realiza en términos homogéneos, es decir, sin considerar las plusvalías obtenidas por la venta de activos en el primer trimestre de 2005, el incremento del beneficio neto se sitúa en un 51,3%.

El resultado bruto de explotación ha ascendido a 322 millones de euros, un 37,6% más que en el primer trimestre de 2005, y el resultado de explotación a 257 millones de euros, con un incremento del 48,6%.

Negocio en Latinoamérica.

El beneficio neto del negocio latinoamericano de ENDESA se ha situado en 195 millones de euros en el primer trimestre del presente año, lo que supone un crecimiento de 123 millones de euros, es decir, del 170,8% respecto del mismo período del año anterior y una aportación del 18,5% al resultado consolidado de ENDESA. Este resultado neto incluye un efecto positivo de 101 millones de euros, netos de minoritarios, por el menor coste fiscal derivado de la fusión de Elesur con Chilectra, operación aprobada por las Juntas Generales de ambas sociedades en marzo de 2006.

El resultado bruto de explotación ha ascendido a 588 millones de euros, un 36,1% más que en el primer trimestre de 2005, y el resultado de explotación a 461 millones de euros, con un incremento del 42,3%.

Por consiguiente, tal y como se indicaba en las Cuentas Anuales Consolidadas de ENDESA de 2005, en el primer trimestre de 2006 se ha registrado una plusvalía de 196 millones de euros (171 millones de euros después de impuestos) por la venta del 5,01% de Auna a Deutsche Bank.

Deuda Financiera Neta.

La deuda financiera neta de ENDESA se ha situado en 18.760 millones de euros a 31 de marzo de 2006, es decir, sólo un 2,6% por encima del nivel que presentaba al cierre del pasado ejercicio. Por negocios, la deuda ha descendido un 4% en el de Europa y un 3% en el de Latinoamérica. Por el contrario, ha crecido un 1,2% en el de España y Portugal. Este aumento ha sido consecuencia de la financiación del déficit de tarifa correspondiente al año 2005 y al primer trimestre de 2006. En concreto, durante este último período, ENDESA ha pagado 666 millones de euros para financiarlo.

Por otro lado, a la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA, hay que tener en cuenta que, a 31 de marzo de 2006, ENDESA tiene acumulado un derecho de cobro reconocido de 2.099 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas y de 837 millones de euros por las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular en España, así como 102 millones por costes de transición a la competencia en Italia. Si se descuentan los importes de estas partidas regulatorias, el endeudamiento neto de ENDESA se sitúa en 15.722 millones de euros.

El coste medio de la deuda total de ENDESA ha ascendido a un 5,69% en el primer trimestre de 2006. El coste medio de la deuda correspondiente al Grupo Enersis ha sido un 9,58%. Si se excluye la deuda de este Grupo, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 4,12% en el periodo citado.

La liquidez de ENDESA en España y la de sus participadas directas, excluido el Grupo Enersis, ascendía a un total de 5.279 millones de euros al término del primer trimestre de 2006. De esta cantidad, 4.632 millones correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito. Esta liquidez cubre los vencimientos de la deuda de los próximos 34 meses de este conjunto de empresas. A su vez, el Grupo Enersis tenía en esa misma fecha una posición de tesorería disponible de 701 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional por 403 millones de euros en dos operaciones de crédito sindicado, lo que cubre los vencimientos de su deuda de 10 meses.

El ratio de apalancamiento de ENDESA se ha situado en un 124,2% a 31 de marzo de 2006, un nivel inferior en 10,8 puntos al de 30 de septiembre de 2005 y en 19,5 puntos al de un año antes, es decir, al que se registraba el 31 de marzo de 2005.

La comparación con el nivel que tenía al cierre del pasado ejercicio (112%) resulta poco representativa, ya que el ratio de 31 de marzo de 2006 recoge el efecto de la aprobación por parte de la Junta General de Accionistas del dividendo complementario, que incluye a su vez el pago a los accionistas de la plusvalía generada por la venta del 27,7% de Auna. Dado que esta plusvalía se cobró en el cuarto trimestre de 2005, el apalancamiento a 31 de diciembre de 2005 recogía el efecto de este cobro. Sin embargo, no reflejaba el efecto de su entrega a los accionistas, pues ésta se produce en el ejercicio 2006.

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.

ENDESA se plantea la aplicación de una política de dividendos que da la máxima prioridad al retorno al accionista siguiendo los siguientes criterios, siempre que lo permitan las magnitudes financieras de ENDESA, S.A.:

- Crecimiento estimado del 12% del dividendo con cargo a las actividades ordinarias.
- Reparto del 100% de las plusvalías obtenidas de las desinversiones de activos no estratégicos.

Sobre el resultado obtenido en el año 2005 la Junta General de Accionistas de ENDESA celebrada el 25 de febrero de 2006 ha aprobado el reparto de un dividendo de 2,40 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 2.541.005.080,80 euros. Este acuerdo da cumplimiento ampliamente a la política de dividendos establecida ya que incluye el reparto de la totalidad de las plusvalías obtenidas en la desinversión de activos no estratégicos en el ejercicio 2005, 1.341 millones de euros y un crecimiento del 53,5% del dividendo excluido el importe de las plusvalías obtenidas en 2005.

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 15 de noviembre de 2005, aprobó la distribución de un dividendo a cuenta del ejercicio 2005 de 0,305 euros brutos por acción, que fue pagado el día 2 de enero de 2006.

Igualmente, la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el pasado día 25 de febrero de 2006 aprobó la distribución de un dividendo complementario del ejercicio 2005 de 2,095 euros brutos por acción, y fecha de pago el 3 de julio de 2006.

Teniendo en consideración ambos, el dividendo total del ejercicio 2005 asciende a 2,4 euros brutos por acción y la tasa de reparto de beneficios de ENDESA en el año 2005 sobre el resultado consolidado se sitúa en el 79,9%.

La siguiente tabla muestra algunos datos referidos a los dividendos y resultados de ENDESA en los ejercicios 2003, 2004 y 2005:

	NIIF		PGC
	2005	2004	2003
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)	3.182	1.253	1.312
Beneficio Neto Individual (1)	2.977	841	882
Dividendos Distribuidos (1)	2.541	782	744
Beneficio por Acción (Euros) (3) (4)	3,01	1,19	1,24
Dividendo por Acción (Euros) (5)	2,4000	0,7382	0,703
Cotización cierre Ejercicio (Euros)	22,22	17,29	15,25
PER	7,38	14,53	12,30
Pay-Out Consolidado (%)	79,9	62,4	56,7
Pay-Out Individual (%)	85,4	93,0	84,4

(1) En millones de euros.

(2) Al cierre de cada ejercicio.

(3) Datos correspondientes a las cuentas consolidadas.

(4) ENDESA ha vendido en 2005 el 27,7% del capital del operador español de telecomunicaciones Auna por un importe de 2.221 millones de euros, consiguiendo una plusvalía de 1.115 millones de euros después de impuestos.

(5) Sobre el resultado obtenido en el año 2005 la Junta General de Accionistas de ENDESA celebrada el 25 de febrero de 2006 ha aprobado el reparto de un dividendo de 2,40 euros brutos por acción. Este acuerdo da cumplimiento ampliamente a la política de dividendos establecida (VÉASE Aparado 20.7.).

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 2005 ENDESA tiene dotadas provisiones por importe de 5.097 millones de euros, de los que 2.209 millones de euros corresponden a la cobertura para hacer frente a las obligaciones futuras derivados de los planes de reestructuración de plantilla y 826 millones de euros a provisiones para pensiones y obligaciones similares. Del resto del saldo por importe de 2.062 millones de euros, 1.650 millones de euros corresponden a litigios, indemnizaciones y similares pendientes de resolución, y 412 millones de euros al importe estimado para hacer frente a costes de cierre de instalaciones.

A la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones los principales litigios o arbitrajes en los que se hallan incurso las sociedades del Grupo son los siguientes:

- En el ejercicio 2002, EdF International (en adelante, "EdF") interpuso demanda de arbitraje ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional contra ENDESA Internacional S.A., Repsol YPF, S.A. e YPF S.A. en la que solicita se condene a la primera a que pague a EdF, la suma de 256 millones de dólares más intereses, petición que ha sido recientemente incrementada sin fundamento alguno a 407 millones de dólares, 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 reconventional solicitando que EdF pague a ENDESA Internacional, S.A. la suma de 58 millones dólares y a YPF S.A. la suma de 14 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 S.A. en las sociedades argentinas Easa y Edenor. El procedimiento arbitral sigue su curso, habiéndose celebrado las últimas actuaciones arbitrales (Audiencia de Prueba) durante el mes de octubre de 2005.
- Existen cinco procedimientos judiciales en curso contra ENDESA Distribución Eléctrica, de los que pudiera resultar la obligación de atender diversas reclamaciones (daños y perjuicios derivados de incendios forestales en Cataluña; sanción administrativa por interrupción del suministro en Barcelona; y reclamación sobre cumplimiento de convenio para la construcción de instalaciones eléctricas en Canarias), cuyo importe global ascendería a 61 millones de euros.
- La Intervención General de la Administración del Estado ha informado negativamente sobre ciertas subvenciones recibidas por Encasur, informe que de ser confirmado por las instancias competentes, conllevaría la incoación de un expediente de devolución de ayudas por un importe aproximado de 37 millones de euros.
- Hasta 31 de diciembre de 1996, ENDESA y sus filiales tributaban por el Impuesto sobre Sociedades dentro del Grupo Consolidado Fiscal de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (en adelante, "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 ha incoado Actas a ENDESA, S.A. 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 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. Estas Actas, con excepción de una que está pendiente de resolución, han sido anuladas por el Tribunal Económico – Administrativo Central.

Por último, la Audiencia Nacional ha anulado el Acta de SEPI del ejercicio 1996 en las que se aplicaron las deducciones. La sentencia de la Audiencia Nacional ha sido recurrida en casación ante el Tribunal Supremo.

La cuantía de las deducciones que podrían estar afectadas por los resultados de los procedimientos anteriormente descritos asciende a un máximo de 136 millones de euros.

- La Administración ha discutido la procedencia de determinados incentivos fiscales correspondientes al Grupo Fiscal ENDESA, la contingencia máxima asciende a 31 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. El Tribunal Supremo ha señalado que, incluso con anterioridad a dicha reforma legal, las empresas comercializadoras eran sujetos pasivos de la tasa. La cuantía total de los litigios planteados es de 7,4 millones de euros, si bien el riesgo máximo derivado de esta cuestión asciende a 77,2 millones de euros.
- La Administración Tributaria peruana (en adelante, “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, y como resultado de la revisión por parte de la Sunat de la corrección de los valores asignados en su día en el curso de la revalorización, se han incoado en 2005 Actas por los periodos 1996 a 2001. Edegel ha aceptado parcialmente el Acta y efectuado un pago de 13 millones de soles (4 millones de dólares), y ha recurrido el resto. La contingencia máxima pendiente asciende a 106 millones de soles (33 millones de dólares).
- Las autoridades brasileñas en materia aduanera (en adelante, “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. El 15 de diciembre de 2004, las autoridades brasileñas en materia fiscal dictaminaron que Cien está obligada al pago de 187 millones de reales (87 millones de dólares) 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, Ampla Energía e Serviços, S.A. (en adelante, “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 (en adelante, “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. Tras la resolución favorable a la compañía del Tribunal Federal de Río, es de prever que la Unión Federal recurra la Sentencia ante el Tribunal

Superior de Justicia en Brasilia. La cantidad en discusión asciende a unos 406 millones de reales (187 millones de dólares).

- En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla una liquidación tributaria de 451 millones de reales (206 millones de dólares) que ha sido recurrida. La Administración entiende que el régimen tributario especial, que exonera de tributación en Brasil a los intereses percibidos por los subscriptores de una emisión de Fixed Rate Notes realizada por Ampla en 1998, no es aplicable.
- Ampla está pendiente de resolución en el Tribunal Regional Federal de un litigio en relación al derecho a compensar íntegramente las pérdidas tributarias acumuladas a efectos del Impuesto a la Renta de las personas Jurídicas y de la Contribución Social al Lucro, para los años 1993, 1995 y 1996 con beneficios generados en 1998 y siguientes, sin someterse al límite del 30% de la base imponible del período. La cuantía en discusión asciende a 219 millones de reales (102 millones de dólares).
- La Ley 25561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen del 6 de enero de 2002 promulgada por las autoridades argentinas dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial del Grupo, Edesur. Esta misma disposición preveía que los contratos de concesión de servicios públicos se renegociasen en un plazo razonable para adaptarlos a la nueva situación.

La falta de renegociación del acuerdo indujo a las sociedades chilenas accionistas de Edesur, filiales de ENDESA, a presentar en el año 2004 solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de diferencias relativas a Inversiones (en adelante, "Ciadi"). El arbitraje en defensa de los legítimos derechos de los accionistas de Edesur se encuentra en curso a la fecha de formulación de estos estados financieros. Sin embargo conviene resaltar que, durante el año 2005, las partes implicadas en este arbitraje han estado negociando un acuerdo que, de ser finalmente aprobado por el Parlamento argentino y suscrito por su Ejecutivo, podría ocasionar una vez cumplidas una serie de condiciones, la suspensión del procedimiento arbitral de referencia.

- Gas Natural SDG, S.A. ha presentado ante los Juzgados de lo Mercantil de Barcelona una demanda contra ENDESA y los miembros de su Consejo de Administración en la que, entre otros asuntos, solicita que se declaren contrarios a Derecho determinadas actuaciones, tales como el reparto de dividendos vinculados a la plusvalía de la venta de Auna, operaciones de venta y adquisición de activos (compra en curso de Dolna Odra y venta de bienes inmuebles) y la campaña publicitaria lanzada por ENDESA.
- Con fecha 4 de abril de 2006, el Juzgado de lo Mercantil número 3 de Madrid, resolvió a solicitud de ENDESA, suspender cautelarmente la Oferta Pública de Adquisición de acciones realizada por Gas Natural SDG, S.A. sobre la totalidad del capital social de ENDESA así como la eficacia del contrato entre aquella y la sociedad Iberdrola, S.A. De acuerdo con lo prevenido en la Ley de Enjuiciamiento Civil, ENDESA ha tenido que presentar una caución por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarse, en su caso, a las empresas afectadas por tal suspensión. El importe del aval presentado es de 1.000 millones de euros, si bien hay que mencionar que ni la caución ni su importe determinan ni prejuzgan la existencia o la cuantía de las eventuales responsabilidades que pudieran derivarse de este proceso.
- Con fecha 10 de mayo de 2006 se nos ha notificado el auto del Tribunal Supremo de 28 de abril de 2006 por el que se accede a la medida cautelar solicitada por ENDESA consistente en la suspensión del acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 por el que se aprueba, con ciertas condiciones, la concentración resultante de la OPA de Gas Natural sobre la totalidad del capital social de ENDESA, de forma provisional y hasta que el Tribunal Supremo resuelva sobre el fondo del asunto. Se solicita como condición a tal medida cautelar la prestación de una caución por 1.000 millones de euros, para lo que el Tribunal Supremo acepta como válido el aval prestado ante el mencionado Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid, siempre, naturalmente, que las entidades avalistas manifiesten su voluntad de extender los efectos del aval al procedimiento ante el Tribunal Supremo.

Los Administradores de ENDESA consideran que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

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 2005 hasta la fecha de registro del presente Documento de 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:

A 31 de diciembre de 2005 el capital social de ENDESA está representado por 1.058.752.117 acciones de 1,2 euros de valor nominal y 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 2005 el número de ADR ascendía a 22.676.060 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 no 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.**

A 31 de diciembre de 2005 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 19 de junio de 2003, el 2 de abril de 2004 y el 27 de mayo de 2005, la Sociedad realizó diversas operaciones con acciones propias resultando los saldos, importes y precios medios que se resumen en la siguiente tabla (cifras en euros):

Autocartera	2005	2004	2003
Saldo inicial de valores	-	2.089.661	10.559.826
Acciones compradas	250.613	10.491.164	5.675.600
Precio medio	17,91	14,65	12,25
Importe de las compras	4.487.690,85	153.738.618,30	69.522.097,45
Acciones vendidas	250.613	12.580.825	14.145.765
Precio medio	18,51	15,73	12,76
Importe de las ventas	4.639.606,57	197.890.226,05	180.482.274,79
(Minusvalía)/Plusvalía (1)	151.915,72	15.949.617,16	(4.430.071,09)
Saldo final de valores	-	0	2.089.661
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.

El saldo total de acciones propias, adquiridas directamente por ENDESA, es igual a cero a 31 de diciembre de 2005 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 2005, 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

El capital social de ENDESA es 1.270.502.540,40 euros correspondiente a 1.058.752.117 acciones con un valor nominal de 1,2 euros. Las citadas cifras no han sufrido variación en los últimos tres ejercicios.

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, 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 19 de enero de 2006 ENDESA remitió como hecho relevante a la CNMV el Informe Anual de Gobierno Corporativo 2005, que describe los principios básicos de actuación a los que se ajusta la Compañía, e incluye 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:

- a) 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 renunciante, 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

Adicionalmente, el Consejo de Administración de la Sociedad se ha dotado de los Comités de Auditoría y Cumplimiento y del de Nombramientos y Retribuciones.

Los aspectos principales del Auditoria 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.”

El derecho de voto puede estar limitado de acuerdo con el artículo 32 de los Estatutos Sociales (ver Apartado 21.2.6.).

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 el artículo 32 de los Estatutos de la Sociedad, cuyo texto se expone a continuación.

- 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.

Asimismo, los Consejeros y Directivos de ENDESA (como se definen en el Real Decreto 1333/2005, de 11 de noviembre) deben informar a la Compañía y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, todas las acciones de ENDESA y opciones sobre las mismas de las que sean titulares. 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.

La anterior normativa está pendiente de derogación en virtud de un Proyecto de Ley presentado por el Gobierno en las Cortes el pasado mes de noviembre

Adicionalmente, ENDESA se encuentra, en ciertos casos, sometida al régimen de autorización administrativa previa por la Comisión Nacional de Energía establecido en la Disposición Adicional Undécima, Tercero. 1. Decimocuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

La nueva redacción de la mencionada Disposición Adicional Undécima ha sido establecida por el Real Decreto Ley 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica la función decimocuarta de la CNE.

Esta función establece que corresponderá a la CNE la autorización de la toma de participación en sociedades mercantiles por una sociedad que realice actividades reguladas. La nueva redacción contemplada por el Real Decreto Ley 4/2006 amplía el ejercicio de esta función también a:

- Sociedades que realicen actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial (centrales nucleares, centrales de carbón de especial relevancia en el consumo de carbón nacional, SEIE, almacenamiento de gas natural o transporte de gas natural por gasoductos internacionales con destino el territorio español).
- Cualquier sujeto que pretenda adquirir una participación por encima del 10% del capital social o que conceda influencia significativa, de una sociedad que, por sí o por medio de otras de su grupo, desarrolle alguna de las actividades anteriores.
- Cuando se adquieran directamente los activos precisos para desarrollar dichas actividades.

Las autorizaciones podrán denegarse por cualquiera de las siguientes causas:

- Existencia de riesgos significativos o efectos negativos, directos o indirectos sobre las actividades señaladas.
- Protección del interés general en el sector energético, y, en particular, garantía de un adecuado mantenimiento de los objetivos de política sectorial. Se identifican activos estratégicos: red básica de gas, gasoductos internacionales, instalaciones de transporte, SEIE, centrales nucleares y de carbón relevantes para consumo de carbón nacional.
- No poder desarrollar las actividades objeto de esta función con garantías por el desarrollo por el adquirente o adquirido de otro tipo de actividades.
- Cualquier otra causa de seguridad pública, y en particular, la seguridad y calidad del suministro o la seguridad frente al riesgo de una inversión o de un mantenimiento insuficiente en infraestructuras.

Se establece que la norma será de aplicación a las operaciones pendientes de ejecución a la entrada en vigor, salvo que ya hubieran obtenido la autorización conforme a la función decimocuarta.

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 normativa 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, 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 2005, 2004 y 2003 han sido auditados por la firma Deloitte, 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 página de internet de la sociedad 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 2005, 2004 y 2003 han sido auditados por la firma Deloitte, 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 página de internet de la sociedad www.endesa.es, y 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, a 31 de diciembre de 2005, 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 2005 es el que figura a continuación:

Inmovilizado Financiero	Importe
Participaciones en empresas del Grupo	22.046
Créditos a empresas del Grupo	75
Participaciones en empresas asociadas	9
Cartera de valores a largo plazo	3
Otros créditos, depósitos y fianzas	1.733
Provisiones (*)	(369)
Total Inmovilizado Financiero	23.497

(*) Incluye provisiones de Empresas del Grupo por 359 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 2005 es el que figura a continuación:

Empresas del Grupo	Millones de euros			
	Capital	Reservas y Dividendo a Cuenta	Resultados 2005	Coste Neto
ENDESA Energía, S.A.	13	4	(72)	-
ENDESA Generación, S.A.	1.945	1.162	906	3.891
ENDESA Red, S.A.	730	666	181	1.460
International ENDESA, BV	15	5	4	18
ENDESA Servicios, S.L.	90	32	(2)	117
ENDESA Internacional, S.A.	1.500	568	126	3.547
ENDESA Participadas, S.A.	328	(760)	875	444
ENDESA Financiac.Filiales, S.L.	4.621	4.381	244	9.242
Teneguía Gestión Financ., S.L.	20	-	-	20
Teneguía Gestión Fin. S. Com.	1.567	5	72	1.480
ENDESA Europa, S.A.	367	949	138	1.468
TOTAL	-	-	-	21.687

El detalle de las participaciones en empresas asociadas que figura en las cuentas anuales de ENDESA referidas a 31 de diciembre de 2005 es el siguiente:

Empresas Asociadas	Millones de euros			
	Capital	Reservas y Dividendo a Cuenta	Resultados 2005	Coste Neto
Red Eléctrica España, S.A.	271	573	59	9
Interbolsa, S.A.	0	0	-	-
Proyecto Almería Mediterráneo, S.A.	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	9

Cuentas Consolidadas.

Véase el detalle de las participaciones más significativas del Grupo descrito en el Apartado 7 (Estructura Organizativa) del presente Documento de Registro de Acciones.

Madrid, 16 de mayo de 2006

Por ENDESA, S.A.

Fdo: D. José Luis Palomo Álvarez