



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 5 de junio de 2007.
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 5 de junio de 2007.

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 5 de junio de 2007

INDICE

1. PERSONAS RESPONSABLES

2. AUDITORES DE CUENTAS

3. INFORMACION FINANCIERAS SELECCIONADA

3.1. Información financiera seleccionada relativa al emisor

3.2. Información financiera seleccionada relativa a períodos intermedios

4. FACTORES DE RIESGO

5. INFORMACION SOBRE EL EMISOR

5.1. Historial y evolución del emisor

5.2. Inversiones

6. DESCRIPCION DE LA EMPRESA

6.1. Actividades principales

6.2. Mercados principales

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

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

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

8. PROPIEDAD, INSTALACIONES Y EQUIPO

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

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

9. ESTUDIO Y PERSPECTIVAS OPERATIVAS Y FINANCIERAS

9.1. Situación financiera

9.2. Resultados de explotación

10. RECURSOS DE CAPITAL

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

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

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

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

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

11. INVESTIGACION Y DESARROLLO, PATENTES Y LICENCIAS

12. INFORMACION SOBRE TENDENCIAS

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

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

13. PREVISIONES O ESTIMACIONES DE BENEFICIOS

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

14.1. General

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

15. REMUNERACION Y BENEFICIOS

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

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

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

16. PRACTICAS DE GESTION

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

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

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

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

17. EMPLEADOS

17.1. General

17.2. Acciones y opciones de compra de acciones

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

18. ACCIONISTAS PRINCIPALES

18.1. En la medida en que tenga conocimiento de ello el emisor, el nombre de cualquier persona que no pertenezca a los órganos administrativo, de gestión o de supervisión que, directa o indirectamente, tenga un interés destacable, según el derecho nacional del emisor, en el capital o en los derechos de voto del emisor, así como la cuantía del interés de cada una de esas personas

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

18.3. El control del emisor

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

19. OPERACIONES DE PARTES VINCULADAS

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

20.1. Información financiera histórica

20.2. Información financiera proforma

20.3. Estados financieros

20.4. Auditoría de la información financiera histórica individual

20.5. Edad de la información financiera más reciente

20.6. Información intermedia y demás información financiera

20.7. Política de dividendos

20.8. Procedimientos judiciales y de arbitraje

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

21. INFORMACION ADICIONAL

21.1. Capital Social

21.2. Estatutos y escritura de constitución

22. CONTRATOS IMPORTANTES

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

24. DOCUMENTOS PRESENTADOS

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

a) los estatutos y la escritura de constitución del emisor;

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

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

25. INFORMACION SOBRE CARTERAS

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

FACTORES DE RIESGO LIGADOS AL EMISOR

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, el cumplimiento de los planes de negocio previstos y los resultados económicos del Grupo. 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 los antecedentes de esta financiación, ENDESA tiene derecho a la recuperación de las cantidades financiadas, si bien este derecho podría verse afectado por eventuales cambios futuros en la normativa.

El Real Decreto Ley 3 /2006 aprobó, entre otros aspectos, las siguientes medidas destinadas a reducir el déficit de ingresos de las actividades reguladas:

1. A partir del 3 de marzo de 2006 las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica presentadas simultáneamente por sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial en los mercados diarios e intradiario de producción de electricidad se asimilan a contratos bilaterales físicos que se liquidarán a un precio basado en cotizaciones de mercados de electricidad que serán objetivas y transparentes. El propio Real Decreto Ley estableció este precio de manera provisional en 42,35 euros/MWh, si bien el precio definitivo deberá fijarse por el Gobierno de acuerdo con los precios de mercado según establece el citado Real Decreto Ley.
2. Los ingresos de la generación deberán minorarse para considerar el efecto de la internalización en la formalización de los precios del mercado mayorista por los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente en el Plan de Asignación 2006/2007 que estén relacionados con dichos ingresos.

En la fecha de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas aun no se ha definido por parte de las Autoridades ni el precio definitivo a aplicar a las ventas de electricidad de la generadora a la distribuidora asimiladas a contratos bilaterales físicos, ni el importe a descontar de los ingresos de

generación para considerar el efecto de la internalización en los precios de la electricidad de la asignación gratuita de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En este entorno normativo, diferente del de ejercicios anteriores, la Dirección del Grupo ha analizado los distintos escenarios que podrían derivarse de una interpretación razonable de toda la información disponible sobre estos aspectos, en concreto, el Real Decreto Ley 3/2006, el borrador de Orden Ministerial de desarrollo del mismo y el Informe de la CNE sobre el borrador de Orden Ministerial.

Como consecuencia de dicho análisis, en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2006 se han registrado las operaciones de venta de electricidad de la generadora a la distribuidora asimiladas a contratos bilaterales físicos al precio provisional de 42,35 euros/MWh y los ingresos se han minorado en 121 millones de euros por la aplicación de la reducción prevista en el Real Decreto Ley 3/2006 en relación con los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.

Los Administradores del Grupo consideran que estos importes representan su mejor estimación con la información de que disponen en la fecha de formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas, y no prevén que las posibles diferencias positivas o negativas respecto a los importes contabilizados que, en su caso, pudieran ponerse de manifiesto cuando se publique la normativa definitiva, puedan ser significativas en relación con las citadas Cuentas Anuales Consolidadas.

Las actividades del Grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental, y las modificaciones que se introduzcan en ella 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;
- 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 requisitos, 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.

Durante el ejercicio 2006 ENDESA ha recibido gratuitamente derechos de emisión equivalentes a 53 millones de toneladas conforme a los planes nacionales de asignación aprobados en España, Francia, Italia y Polonia. Dichos planes estipulan también la asignación gratuita de derechos de emisión en el año 2007 por una cantidad igual a 57 millones de toneladas. Los consumos de derechos de emisión del Grupo ENDESA durante el ejercicio 2006 han ascendido a 62 millones de toneladas, habiéndose cubierto los mismos mediante los derechos de emisión asignados gratuitamente (53 millones de toneladas), y mediante la compra de derechos en el mercado (9 millones de toneladas). A 31 de diciembre de 2006 la provisión correspondiente a las emisiones realizadas por el Grupo durante el ejercicio 2006 asciende a 418 millones de euros. De este importe, 334 millones de euros se cubrirán

con los derechos de emisión recibidos de los correspondientes Planes Nacionales de Asignación y 84 millones de euros con las compras de derechos realizadas en el ejercicio.

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 y disponibilidad 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 necesarias.

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, e incluso que puedan existir problemas de abastecimiento de algunos combustibles como consecuencia de restricciones en determinados mercados, como puede ser el caso del suministro de gas natural en algunos países latinoamericanos.

En el año 2006 el petróleo comenzó el año superando los 60 \$/bbl, y evolucionó al alza durante la primera parte del ejercicio alcanzando su máximo --78,69 \$/bbl-- en agosto. La inestabilidad en diversos países exportadores contribuyó a las tensiones alcistas y a finales de año, el nivel de precios se situó por encima de los 60 \$/bbl. En cuanto al carbón, el precio "spot" del API 4 comenzó el año 2006 en 42 \$/t y siguió una tendencia al alza, como consecuencia de una ola de frío en Europa y la reducción de exportaciones desde Rusia y Polonia, hasta alcanzar en marzo el máximo del año, con 57 \$/t. A partir de este mes, los precios descendieron ligeramente, registrando a continuación un repunte en el verano y manteniendo hasta el fin del año un nivel medio de más de 50 \$/t. Los precios de los fletes, que siguieron una tendencia lentamente alcista desde febrero de 2006, registraron un brusco incremento a principios de verano, como consecuencia fundamentalmente de la escasez de oferta de embarques "spot", presionando a su vez al alza a los precios del API 2, que llegó a superar los 70 \$/t en algunas semanas del año. El precio del gas a largo plazo se mantuvo en niveles altos a lo largo de 2006, debido a las elevadas cotizaciones de los crudos y productos petrolíferos, que están incluidos como indexación en las fórmulas de precio. El precio del gas "spot" fue bajando significativamente durante 2006, debido a una menor presión en la demanda y a la aparición de oferta adicional. La referencia del precio Henry Hub descendió a niveles de 7 \$/mm btu para los últimos meses de 2006.

En el ejercicio 2006 el consumo de combustibles de ENDESA ascendió a 3.997 millones de euros, con un aumento del 11,7% respecto de 2005. Este incremento fue consecuencia del aumento generalizado del coste de las materias primas en los mercados internacionales.

La actividad del Grupo puede resultar afectada por las condiciones climatológicas e 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.

Un claro ejemplo de cómo afectan las condiciones climáticas e hidrológicas al nivel de actividad y al mix de producción de la generación eléctrica del Grupo se ha producido en el primer trimestre de 2007 en los negocios de España y Portugal y del resto de Europa.

La mayor hidraulicidad que se ha producido en España en el primer trimestre de 2007 respecto del mismo periodo de 2006 ha supuesto para ENDESA el aumento del 6,5% en la generación hidráulica peninsular, incremento muy inferior al del resto del sector y una reducción del 9,6% en la generación térmica convencional en la península, también muy inferior a la del resto del sector. Estas variaciones muestran el efecto de la hidraulicidad sobre el "mix" de generación.

La variación en el "mix" tiene un efecto sobre el coste medio del combustible en la península que ha pasado de 16,2 euros/MWh en el primer trimestre de 2006 a 15,7 euros/MWh en el mismo periodo de 2007, es decir un 3,1% menor.

Por otra parte, la situación hidráulica junto con el moderado incremento de la demanda, fruto de las mayores temperaturas registradas en el primer trimestre de 2007 respecto del mismo periodo del 2006, ha supuesto una reducción del 3,7% de la producción en régimen ordinario peninsular del conjunto del sistema y del 3,9% en la de ENDESA.

Por otra parte, en Francia e Italia, los principales países de Europa en que ENDESA opera fuera de España, la demanda de electricidad en el primer trimestre de 2007 ha caído un 8% y un 2% respectivamente, en comparación con el mismo periodo de 2006. Esta reducción del consumo eléctrico se ha producido como consecuencia de las mayores temperaturas registradas en el periodo citado de 2007. Las caídas de la demanda han supuesto una disminución de la generación de ENDESA en Francia (52,9%) y en Italia (16,6%).

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 y gastos de las filiales latinoamericanas en la moneda funcional de cada sociedad, y, en determinados casos, 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.

En general, el riesgo de crédito del Grupo no es muy significativo ya que el período medio de cobro a clientes es muy reducido, las colocaciones de tesorería o contratación de derivados se realizan con entidades de elevada solvencia y una parte significativa de los préstamos están concedidos al personal y a empresas relacionadas. A pesar de ello, no podemos asegurar que puedan darse situaciones en que, por dificultades financieras o diferencias de interpretación de contratos, puedan producirse incidencias en la recuperación de cuentas a cobrar de deudores.

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 del 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 años 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.

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 RELATIVOS A LAS OPERACIONES EN LATINOAMÉRICA.

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.
- Fluctuaciones de los tipos de cambio de divisas.
- Restricciones en la disponibilidad de determinados combustibles.

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 o puede ser objeto de inspecciones y comprobaciones de carácter tributario. Si bien ENDESA estima que se han dotado las provisiones adecuadas a la vista de las contingencias legales a 31 de diciembre de 2006, no se puede asegurar que el Grupo tendrá éxito en todos los procedimientos ni que una decisión adversa no pueda afectar significativa y adversamente a su actividad, situación financiera o al resultado de sus operaciones (Véase Apartado 11.5. Procedimientos judiciales y arbitrajes).

Oferta Pública de Adquisición.

El 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., por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A. y, si bien Gas Natural SDG, S.A., desistió el pasado día 1 de febrero de 2007 de su OPA, durante su tramitación la misma había sido suspendida cautelarmente tanto por el Tribunal Supremo como por el Juzgado de lo Mercantil nº 3 de Madrid, siendo ambas medidas cautelares levantadas con posterioridad. En virtud de tal suspensión ENDESA tuvo que presentar una caución por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarse, en su caso, a las empresas afectadas por dicha suspensión. El importe del aval presentado y que comparten ambos procedimientos 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 estos procesos.

Con fecha 26 de marzo de 2007, Acciona y Enel suscribieron un acuerdo para lanzar conjuntamente una OPA por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A. y obtener la gestión conjunta de la Sociedad, conforme a los términos y condiciones estipulados en el mencionado acuerdo.

Con fecha 2 de abril de 2007, E.On, Acciona y Enel suscribieron un acuerdo para resolver sus conflictos y determinar ciertos asuntos relacionados con ENDESA. Conforme a ello, Acciona y Enel han estipulado que determinados activos de ENDESA serán vendidos a E.On, condicionado a que Acciona y Enel adquieran el control de ENDESA.

Como consecuencia de su acuerdo de cooperación, el 11 de abril de 2007, Acciona y Enel anunciaron una OPA conjunta sobre la totalidad de las acciones de ENDESA, S.A. La Oferta estipula

un pago en efectivo de 41,30 euros por cada acción. En la actualidad, la Oferta está pendiente de las aprobaciones y autorizaciones regulatorias, y establece como condiciones; (i) la Oferta sea aceptada por más del 50% del capital de ENDESA, incluyendo las acciones poseídas, directa e indirectamente, por Acciona y Enel; (ii) antes del fin del período de aceptación de la Oferta, (a) La Junta General de Accionistas de ENDESA apruebe la modificación de los artículos 32, 37, 38 y 42 de los Estatutos de ENDESA, y (b) dicha modificación se registre en el Registro Mercantil de Madrid.

El desenlace final del proceso de OPA existente sobre el 100% del capital de la Sociedad podría producir un cambio de control en el Grupo. La política financiera que, en su caso, pudiesen adoptar los accionistas controladores podría tener impacto sobre la situación financiera del Grupo.

Además, en relación con ello, ENDESA y sus filiales tienen préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras que podrían ser acelerados si Acciona y Enel adquieren el control de ENDESA como resultado de su Oferta. Aproximadamente 176 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 dicha OPA y, como resultado del acuerdo suscrito entre E.On, Acciona y Enel el pasado dos de abril, ciertos activos de ENDESA se transfieren a E.On, y en el supuesto de que dicha cesión afectase significativamente y negativamente a la solvencia de ENDESA, préstamos concertados por Endesa con el Banco Europeo de Inversiones por aproximadamente 921 millones de euros podrían ver acelerado su vencimiento.

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 112 millones de euros, de los cuales 88 millones de euros se registraron en las cuentas de los ejercicios 2005 y 2006. En función de la evolución futura del proceso, estos costes podrían incrementarse.

Asimismo, para permitir a los accionistas decidir sobre los cambios de los Estatutos Sociales a los que E.On condicionaba su Oferta, el Consejo de Administración de ENDESA convocó una Junta General Extraordinaria de Accionistas el 20 de marzo de 2007 acordando el pago de una prima de asistencia a dicha Junta de 0,15 euros por acción.

El 6 de marzo de 2007 E.On eliminó de las condiciones de su oferta la referente al cambio de los Estatutos Sociales de ENDESA. Por lo que el Consejo de Administración decidió desconvocar la Junta General de Accionistas.

A pesar de la desconvocatoria, el Consejo de Administración decidió pagar la prima de asistencia a todos aquellos accionistas que, reuniendo las condiciones para haber podido cobrar la prima de asistencia a la Junta, hicieran llegar a la Sociedad la documentación que hubiese sido necesaria para computar su asistencia a la Junta. El 93,2% del capital social cumplió con estos requisitos, por lo que el pago de la prima de asistencia a la Junta ascendió a 148 millones de euros, cantidad que supone una remuneración a los accionistas de la sociedad adicional a los dividendos distribuidos.

Por todo ello y por otros factores, existe incertidumbre sobre el resultado definitivo del proceso, sin que sea posible determinar en qué medida el mismo podría afectar tanto al precio de cotización como a la liquidez de los valores representativos del capital social de ENDESA y sus filiales en los mercados de valores en que están admitidos a cotización, al mantenimiento de la política de dividendos así como a la actividad, a la situación financiera y/o al resultado de las operaciones de ENDESA.

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 2004, 2005 y 2006 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 2004, 2005 y 2006 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 2004, 2005 y 2006. Asimismo, los auditores de la Sociedad han sido redesignados anualmente durante los ejercicios 2004, 2005 y 2006.

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 adoptó 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 elaboró 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 aplicaron las NIC 32 y 39 (Instrumentos Financieros) que se aplicaron 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 2004, 2005 y 2006:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
Ingresos de Explotación	20.580	18.229	13.665
Gastos de Explotación	(15.535)	(14.155)	(10.980)
Beneficio de Explotación	5.239	4.244	2.846
Resultado Consolidado Antes de Impuestos	4.805	4.547	2.013
Impuestos sobre Beneficios	(1.007)	(790)	(352)
Resultado Atribuido a la Minoría	829	575	408
Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante	2.969	3.182	1.253
Beneficio por Acción (Euros)	2,80	3,01	1,19

A continuación se detallan los principales epígrafes de los Balances Consolidados del Grupo ENDESA correspondientes a los ejercicios económicos 2004, 2005 y 2006:

	Millones de euros		
	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005	31 de diciembre de 2004
ACTIVO			
Inmovilizado	46.380	45.742	39.693
Activo Circulante	7.708	9.623	7.489
Total Activo	54.088	55.365	47.182
PASIVO			
Patrimonio Neto: De la Sociedad Dominante	11.291	11.590	8.728
Patrimonio Neto: De Accionistas Minoritarios	4.645	4.737	5.405
Pasivo a Largo Plazo	30.007	28.630	26.400
Pasivo a Corto Plazo	8.145	10.408	6.649
Total Pasivo	54.088	55.365	47.182

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 2004, 2005 y 2006. 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 2007, 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 2004, 2005 y 2006.

A continuación se detallan los principales datos de las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA correspondientes al primer trimestre de 2006 y 2007 (datos no auditados):

	Millones de euros	
	Enero-marzo 2007	Enero-marzo 2006
Ingresos de Explotación	5.207	5.670
Gastos de Explotación	(3.809)	4(.216)
Beneficio de Explotación	1.443	1.491
Resultado Consolidado Antes de Impuestos	1.207	1.510
Impuestos sobre Beneficios	(376)	(219)
Resultado Atribuido a la Minoría	198	239
Resultado del Ejercicio de la Sociedad Dominante	633	1.052
Beneficio por Acción (Euros)	0,60	0,99

A continuación se detallan los principales datos de los Balances Consolidados de ENDESA a 31 de marzo de 2007 y 31 de diciembre de 2006 (datos no auditados):

	Millones de euros	
	31 de marzo de 2007	31 de marzo de 2006
ACTIVO		
Inmovilizado	46.153	47.588
Activo Circulante	8.324	8.226
Total Activo	54.477	55.814
PASIVO		
Patrimonio Neto: De la Sociedad Dominante	11.828	10.238
Patrimonio Neto: De Accionistas Minoritarios	4.705	4.872
Pasivo a Largo Plazo	30.617	29.464
Pasivo a Corto Plazo	7.327	11.240
Total Pasivo	54.477	55.814

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.

La adquisición de valores participativos de ENDESA se encuentra, en ciertos casos, sometida 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
1996	▪ Aumento de las participaciones en Fecsa y Sevillana hasta el 75% del capital ▪ Firma del Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional a partir del 1 de enero de 1998
1997	▪ 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
1999	▪ 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 ▪ 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) ▪ IFC se incorpora al holding brasileño ENDESA Brasil con un 2,7% ▪ Adquisición del 58,35% de las sociedades C.E. Teverola y C.E. Ferrara
2007	▪ Gas Natural desiste de la OPA sobre la totalidad del capital de ENDESA (1 de febrero de 2007) ▪ E.On desiste de la OPA sobre la totalidad del capital de ENDESA (10 de abril de 2007) ▪ Acciona y Enel lanzan una OPA sobre la totalidad del capital de ENDESA (11 de abril de 2007)

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 2004, 2005 y 2006 (cifras expresadas en millones de euros):

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
Inversiones materiales	3.770	3.258	2.573
Inversiones inmateriales	127	83	91
Inversiones financieras (*)	439	299	785
TOTAL	4.336	3.640	3.449

(*) Incluye inversiones en sociedades participadas y créditos.

Inversiones Materiales

El desglose de las inversiones materiales realizadas en los ejercicios 2004, 2005 y 2006 es el siguiente:

	Millones de euros			
	2006			
	Generación	Distribución y transporte	Otros	Total
España y Portugal	1.171	1.408	51	2.630
Resto de Europa	265	-	6	271
Latinoamérica	328	493	48	869
TOTAL	1.764	1.901	105	3.770

	Millones de euros			
	2005			
	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			
	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

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, los trabajos de construcción y acoplamiento a la red de la central de ciclo combinado de Cristóbal Colón (Huelva), de 400 MW, así como 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 las centrales de Alcodia, Compostilla, Teruel, Los Barrios y Almería, 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 transformación y repowering en Italia, así como la ejecución de las plantas de desulfuración de las centrales de Ostiglia y Tavazzano (Italia) y de Provence y CEH (Francia).

En Latinoamérica, las inversiones materiales en generación incluyen, entre otros proyectos, la construcción en Chile de la central de ciclo combinado San Isidro II, con una capacidad de 377 MW, de la central hidráulica Palmucho, de 32 MW, la adquisición de la central Termocartagena, de 142 MW de potencia declarada en Cartagena de Indias (Colombia); la reconversión en Perú de la central de Ventanilla a ciclo combinado.

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 2004, 2005 y 2006 incluyen fundamentalmente aplicaciones informáticas.

Inversiones Financieras

El detalle de las principales inversiones financieras realizadas durante el ejercicio 2006 es el que figura a continuación:

	Millones de euros				
	Total	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	Otros
Sociedades Participadas:	196	40	140	16	-
Teverola	57	-	57	-	-
Ferrara	35	-	35	-	-
Otros	104	40	48	16	-
Créditos	173	81	46	46	-
Depósitos y Fianzas	78	40	10	28	-
Otros	95	41	36	18	-
Compra de Minoritarios	70	70	-	-	-
TOTAL	439	191	186	62	-

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

	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:

	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

(*) La ampliación de capital de Smartcom por 187 millones de euros que se ha realizado mediante la conversión de préstamos ya concedidos, por lo que no se ha producido por esta causa salida adicional de fondos.

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

A 31 de diciembre de 2006, 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	22	14	-	8
Instalaciones de generación eléctrica:	2.296	1.631	396	269
Centrales hidráulicas	163	71	4	88
Centrales carbón / fuel	634	384	218	32
Centrales nucleares	103	103	-	-
Centrales de ciclo combinado	646	485	19	142
Renovables	750	588	155	7
Instalaciones de transporte y distribución:	1.655	1.203	1	451
Alta tensión	265	188	-	77
Baja y media tensión	1.182	933	-	249
Equipos de teledistancia y telecontrol	128	66	-	62
Otras instalaciones	80	16	1	63
Otro inmovilizado	123	43	-	80
TOTAL	4.096	2.891	397	808

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 2006 las Sociedades del Grupo mantienen compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por importe de 1.758 millones de euros conforme al siguiente detalle:

Compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material	
	Millones de euros
Terrenos y construcciones	7
Instalaciones de generación eléctrica:	1.161
Centrales hidráulicas	40
Centrales carbón / fuel	411
Centrales nucleares	61
Centrales de ciclo combinado	491
Renovables	158
Instalaciones de transporte y distribución:	277
Alta tensión	22
Baja y media tensión	222
Equipos de teledistancia y telecontrol	32
Otras instalaciones	1
Otro inmovilizado	313
TOTAL	1.758

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 (*)

(*) Fuente: Todas las magnitudes y cuotas expresadas en este Apartado son de elaboración propia, realizada a partir de datos de ENDESA y de informaciones públicas de otras empresas y organismos del sector eléctrico.

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 o relacionados con su negocio principal, en especial los de 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.

La gestión de los negocios de la Compañía se desarrolla de acuerdo con los principios de separación de actividades eléctricas establecidos por la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

El Grupo ENDESA realiza actividades de generación, transporte, distribución o venta de electricidad, de manera directa o a través de compañías participadas, principalmente, en España, Portugal, Italia, Francia, Polonia, Turquía, Grecia, Andorra, Chile, Argentina, Perú, Colombia, Brasil y Marruecos. 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 negocios, basado cada uno de ellos en un área geográfica bien definida:

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

España y Portugal

Al cierre de 2006, ENDESA poseía en España una potencia instalada consolidada de 22.893 MW y en el conjunto del ejercicio produjo un total de 88.482 GWh. La compañía alcanzó en el mismo una cuota de mercado del 38,1% en generación en régimen ordinario, del 43,1% en energía distribuida, del 39,7% en ventas a clientes de mercado regulado, del 55,6% en ventas a clientes del mercado liberalizado y del 43,6% en ventas totales a clientes finales.

Además, en 2006 el volumen de energía suministrada a clientes finales a través de sus redes fue de 104.383 GWh, con una red de distribución de 298.550 km. y una base de clientes más de 11 millones de clientes.

En cuanto a la actividad de comercialización, en 2006 las ventas totales ascendieron a 33.534 GWh en el mercado liberalizado, en el que la Compañía contaba con un total de 1.074.006 clientes al cierre de 2006. En cuanto al mercado regulado, es decir, el integrado por los clientes que reciben el suministro de acuerdo con las tarifas establecidas por la Administración, ENDESA vendió en él 71.599 GWh en 2006.

Por otro lado, posee también una presencia significativa en el mercado español de gas natural. En el mercado regulado, proporcionó este servicio a 351.000 usuarios en 2006, con unas ventas totales de 6.759 GWh de gas, lo que supone una cuota de mercado del 7,2%. En cuanto al mercado liberalizado, comercializó 23.697 GWh de gas a sus más de 320.000 clientes, alcanzando una cuota del 11,6%.

En Portugal, ENDESA desarrolla actividades de generación a través de la participación del 38,9% que posee en Tejo Energía. Además, cuenta con una presencia relevante en cogeneración y en energía eólica: es propietaria del 50% de la Sociedade Térmica Portuguesa, y del 100% de la sociedad Finerge. En 2006 el Gobierno Portugués lanzó un Concurso Eólico en el que el consorcio en el que estaba integrada ENDESA se adjudicó 1.200 MW. ENDESA participa en este consorcio con el 30%, a través de su presencia en Térmica Portuguesa y Finerge y, como consecuencia de ello, ENDESA se sitúa como la segunda empresa en el sector eólico portugués.

Por otro lado, ENDESA está presente en el mercado liberalizado portugués a través de Sodesa, fruto de una "joint venture" al 50% establecida por ENDESA con el grupo industrial luso Sonae.

Europa y norte de África

La estrategia de ENDESA en Europa ha estado orientada a la adquisición de participaciones mayoritarias en empresas de generación, especialmente en el arco mediterráneo, aprovechando las oportunidades derivadas de los procesos de liberalización que se desarrollan en el entorno europeo, con el objetivo de disponer de volúmenes significativos de energía y buenos accesos a los distintos mercados nacionales. Al mismo tiempo, ha conseguido estar presente en la apertura de mercados con alto potencial de crecimiento y en donde la experiencia de ENDESA se traduce en la obtención de mayores eficiencias en la operación de parques de generación.

De esta manera, ENDESA ha añadido a su posición en el mercado eléctrico ibérico, una importante posición en el negocio de generación en Italia y Francia y en las actividades de comercialización en los mercados liberalizados de éstos y otros países europeos. A ello hay que añadir las actuaciones en varios de los principales mercados mayoristas del continente, la realización de intercambios transnacionales de electricidad o la participación en una de las instalaciones de generación más importantes de Marruecos.

De cara al futuro, el objetivo de la Compañía en Europa se centra en consolidar la posición alcanzada, actuando sobre las palancas de valor existentes y generando opciones de crecimiento, que se materializarán en función de oportunidades y criterios financieros acordes con una estrategia de expansión flexible.

A finales de 2006, la capacidad instalada de ENDESA en Europa era de 9.775 MW, de los cuales 6.968 MW correspondían a ENDESA en Italia y 2.807 MW a la compañía francesa Snet, que desde el mes de noviembre de 2006 opera bajo el nombre comercial de ENDESA France.

La producción total de ENDESA en Europa fue de 35.575 GWh en 2006, de los cuales 25.723 GWh fueron generados en Italia y 9.852 GWh por Snet.

Las ventas totales ascendieron a 52.606 GWh, de los cuales 33.584 GWh correspondieron a ENDESA en Italia y 19.022 GWh a Snet.

Latinoamérica

ENDESA es la primera multinacional eléctrica privada de América Latina. Es la mayor compañía eléctrica de Chile, Argentina, Colombia y Perú, y la tercera de Brasil. Suministra electricidad en cinco de los seis principales núcleos urbanos de la región -- Buenos Aires, Bogotá, Santiago de Chile, Lima y Río de Janeiro -- y participa en el proyecto de interconexión que unirá las redes eléctricas de seis países centroamericanos (Siepac).

El objetivo de la estrategia de ENDESA en Latinoamérica es consolidar una amplia plataforma de negocios capaz de aprovechar el gran potencial de crecimiento y rentabilidad que ofrece este mercado. Para ello, ha adquirido participaciones de control en un amplio número de compañías de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, a fin de asumir su gestión y trasladarles sus mejores prácticas empresariales. Sus inversiones tienen clara voluntad de permanencia, en un clima de colaboración con las autoridades nacionales y con los marcos regulatorios existentes, y están claramente orientadas a proporcionar el mejor servicio eléctrico a sus clientes.

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.

En total, las empresas eléctricas participadas por ENDESA en Latinoamérica poseían 14.317 MW de potencia instalada al cierre de 2006. En el conjunto de este mismo ejercicio, produjeron 62.028 GWh y vendieron 58.281 GWh, a más de 11 millones de clientes.

País	Activos Consolid. (%)	Compañías	Participación Control (%)
Chile	36	-	-
		Enersis	60,62
		ENDESA Chile	59,98
		San Isidro	100,00
		Pangue	99,99
		Celta	100,00
		Pehuenche	92,65
Chilectra	99,09		
Colombia	21	-	-
		Betania	99,99
		Emgesa	48,48
Brasil	25	-	-
		ENDESA Brasil	97,30
		Cachoeira	99,61
		Fortaleza	100,00
		Ampla	91,93
		Cien	100,00
Coelce	58,86		
Perú	11	-	-
		Edegel	61,06
		Piura	60,00
Argentina	8	Edelnor	60,00
		-	-
		ENDESA Costanera	64,27 ⁽¹⁾
		Hidroeléctrica Chocón	65,19 ⁽²⁾
		Dock Sud	69,99
		Edesur	99,45
Tesa	100,00		
CTM	100,00		
Cemsa	100,00		

(1) 69,76% a 31 de marzo de 2007

(2) 67,67% a 31 de marzo de 2007.

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 y la Comercialización vinculada a ésta.

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 los años 2004, 2005 y el inicio de 2006 el Grupo mantuvo una cuarta línea de negocio denominada "Otros negocios" que incluía casi exclusivamente las participaciones en sociedades del sector de telecomunicaciones, las cuales fueron vendidas prácticamente en su totalidad durante el ejercicio 2005.

En la información por segmentos 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 "Estructura y Ajustes".

Cuenta de Resultados Consolidada.

Se adjunta la Cuenta de Resultados de ENDESA por líneas de negocio a 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006:

2006	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	TOTAL
Ventas	9.520	4.190	5.927	19.637
Otros Ingresos Explotación	570	221	152	943
Aprovisionamientos y Servicios	(4.231)	(2.945)	(2.970)	(10.146)
Otros Gastos Externos	(1.124)	(205)	(552)	(1.881)
Gastos de Personal	(1.062)	(149)	(397)	(1.608)
Amortizaciones	(1.130)	(270)	(500)	(1.900)
Resultado Explotación	2.705	846	1.688	5.239
Resultado Financiero	(392)	(56)	(491)	(939)
Rdo. Sdades. Método Participación	53	1	9	63
Resultado otras Inversiones	6	-	4	10
Resultado Venta de Activos	410	1	21	432
Rdo. Antes Impuestos	2.782	792	1.231	4.805
Impuestos	(756)	(157)	(94)	(1.007)
Resultado Minoritarios	12	142	675	829
Resultado Neto	2.014	493	462	2.969

2005	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	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	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	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

Balance de Situación Consolidado.

Se adjunta Balance Consolidado de ENDESA por líneas de negocio a 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006:

31 de diciembre de 2006	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	TOTAL
Inmovilizado	26.330	6.068	13.982	46.380
Inmovilizado Material	19.758	3.872	10.084	33.714
Inmuebles de inversión	32	-	49	81
Activos Intangible	660	66	78	804
Fondo de Comercio	61	1.653	2.272	3.986
Inversiones Financ. a Largo Plazo	3.839	89	554	4.482
Inversiones Contab. Método Particip.	407	81	161	649
Impuestos Diferidos	1.573	307	784	2.664
Activo Circulante	3.924	1.171	2.613	7.708
TOTAL ACTIVO	30.254	7.239	16.595	54.088
Patrimonio Neto	5.980	3.292	6.664	15.936
De la Sociedad Dominante	5.936	2.333	3.022	11.291
De Accionistas Minoritarios	44	959	3.642	4.645
Pasivo a Largo Plazo	19.513	2.757	7.737	30.007
Ingresos Diferidos	2.185	116	141	2.442
Provisiones a Largo Plazo	3.407	274	761	4.442
Deuda Financiera a Largo Plazo	13.043	1.643	5.801	20.487
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	444	427	114	985
Impuestos Diferidos	434	297	920	1.651
Pasivo a Corto Plazo	4.761	1.190	2.194	8.145
Deuda Financiera a Corto Plazo	(9)	163	475	629
Acreedores Comerciales y Otros	4.490	920	1.149	6.559
Pasivos por Impuestos	280	107	570	957
TOTAL PASIVO	30.254	7.239	16.595	54.088

31 de diciembre de 2005	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	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	6.097	1.145	2.381	9.623
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	Millones de euros			
	España y Portugal	Europa	Latinoamérica	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
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

II. NEGOCIO DE ESPAÑA Y PORTUGAL.

II.1. Electricidad en España.

En 2006, el parque de generación de ENDESA alcanzó una producción neta total de 86.332 GWh, con un descenso del 5,7% respecto a 2005 y una disminución de la cuota de mercado en 4,2 puntos, hasta situarse en un 33,9%, debido fundamentalmente a la menor utilización del parque de carbón, de los ciclos combinados y del fuel-gas. En la península, la disminución fue de 5.820 GWh por la menor utilización de las plantas térmicas convencionales, que fue parcialmente compensado por el incremento de la disponibilidad de la central nuclear de Vandellós.

No obstante, las centrales peninsulares de carbón de ENDESA tuvieron un alto nivel de disponibilidad, mayor que el de 2005, haciendo así una importante contribución a la seguridad de suministro. El uso de carbones nacionales por parte de la Compañía para generar electricidad supone una clara aportación a la cobertura de las necesidades eléctricas y al autoabastecimiento energético del país, así como al mantenimiento del empleo de 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 mantuvo una presencia testimonial en el "mix" de generación y su funcionamiento se debió 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 un incremento neto de 409 MW en la potencia instalada por la Compañía en los mismos. Se produjeron en ellos 14.461 GWh, con un 4,7% de incremento respecto de 2005.

Por otro lado, si se compara la cifra de producción de electricidad de ENDESA con la demanda de sus mercados, se pone de manifiesto el elevado porcentaje de la misma que es cubierta por las instalaciones de la propia Compañía.

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

Producción	Generación de electricidad en España y Portugal (GWh)				
	2006	% var.	2005	% var.	2004
Hidráulica	7.571	1,2	7.479	(27,5)	10.310
Nuclear	24.389	5,9	23.020	(10,0)	25.567
Carbón	32.516	(12,2)	37.018	(0,5)	37.203
Fuelóleo-gas	964	(60,1)	2.417	47,6	1.637
Ciclos combinados	6.431	(17,1)	7.757	28,4	6.039
Total Peninsular	71.871	(7,5)	77.691	(3,8)	80.756
Extrapeninsular	14.461	4,7	13.814	5,0	13.150
TOTAL	86.332	(5,7)	91.505	(2,6)	93.906

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 los últimos años 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 2006 ENDESA vendió un total de 105.133 GWh (100.868 GWh en 2005) que se desglosan de la siguiente manera: 71.599 GWh en el mercado regulado español (64.095 GWh en 2005), 33.534 GWh en el mercado liberalizado español (36.773 GWh en 2005).

Mercado liberalizado

En el conjunto del mismo, ENDESA suministró en 2006 un total de 37.813 GWh a estos clientes (36.773 GWh en 2005), lo que representa una cuota de mercado del 55,6% (37,4% en 2005).

El número de clientes de la Compañía en este mercado era de 1.074.006 a 31 de diciembre de 2006, es decir, 79.652 más que al término de 2005.

El nivel de retención de clientes de ENDESA en el mercado doméstico liberalizado fue del 101,9% (87,6% en 2005) y sus ventas a los clientes de este mercado que residen en las zonas en las que la Compañía no opera como distribuidor crecieron un 58,3% (32,7% en 2005).

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 buena 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 otros competidores.

ENDESA dispone de una amplia red de puntos de atención presencial a clientes, integrada por 52 Oficinas Comerciales y 384 Puntos de Servicio dentro del territorio servido por sus redes de distribución, y por 4 Oficinas Comerciales y 30 Puntos de Servicio ubicados fuera de sus mercados de distribución y que dan servicio a los clientes que la comercializadora ENDESA Energía tiene en esas zonas.

En 2006, la Compañía mantuvo, en los segmentos de empresas y grandes clientes, una amplia gama de productos estándares y ofertas personalizadas en función del nivel y tipología del consumo, y continuó desarrollando su canal de información para asesorar a sus clientes acerca del suministro eléctrico, las tarifas, la eficiencia en el consumo energético y otros temas de interés. Además, consolidó su posición comercial como suministrador de referencia en algunos de 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 2006, 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, superó los 11,2 millones, un 2,3% más que el año anterior.

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				
	2006	% Variación	2005	% Variación	2004
Aragón	857.549	1,7	843.195	2,0	826.660
Cataluña	4.072.145	1,6	4.008.577	1,7	3.940.830
Baleares	638.979	2,3	624.769	2,2	611.352
Andalucía y Extremadura	4.581.215	2,9	4.454.266	2,8	4.333.257
Canarias	1.066.630	3,0	1.035.430	3,0	1.004.875
TOTAL ENDESA	11.216.518	2,3	10.966.237	2,3	10.716.974

Los mayores incrementos se registraron en Canarias (3,0%), Andalucía y Extremadura (2,9%) y Baleares (2,3%).

En 2006 la energía total suministrada a través de las redes de distribución de ENDESA ascendió a 104.383 GWh (101.258 GWh en 2005), con un crecimiento del 3,1% respecto de 2005. Destacan los elevados crecimientos experimentados por los mercados de Aragón (6%) y Canarias (4,7%).

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

	Energía total suministrada por ENDESA (GWh)				
	2006	% Variación	2005	% Variación	2004
Aragón	8.544	6,0	8.058	2,7	7.843
Cataluña	43.831	2,4	42.784	4,3	41.039
Baleares	5.307	3,6	5.185	4,9	4.943
Andalucía y Extremadura	38.360	2,8	37.325	7,5	34.708
Canarias	8.278	4,7	7.907	4,6	7.556
TOTAL ENDESA	104.320	3,1	101.258	5,4	96.088

El porcentaje de la energía total suministrada por las redes de ENDESA que fue servida a clientes del mercado liberalizado se situó en un 31,4% en 2006, frente a un 36,7% en 2005.

Las ventas de electricidad de ENDESA en el mercado regulado a tarifa aumentaron en un 11,7% en 2006 respecto a 2005, situándose en 71.599 GWh, debido fundamentalmente al traspaso de clientes desde el mercado liberalizado al regulado.

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)				
	2006	% Variación	2005	% Variación	2004
Aragón	5.665	15,2	4.917	(7,2)	5.298
Cataluña	26.977	16,7	23.117	(5,5)	24.458
Baleares	4.425	4,7	4.227	(6,7)	4.531
Andalucía y Extremadura	27.975	9,1	25.654	4,0	24.671
Canarias	6.557	6,1	6.181	(9,2)	6.804
TOTAL ENDESA	71.599	11,7	64.095	(2,5)	65.762

En 2006 se produjo un descenso de la energía destinada al mercado liberalizado del 11,5%, pasando de 37.163 GWh en 2005 a 32.884 en 2006. Esta cifra de ventas incluye las realizadas por ENDESA Energía en España, en Portugal y en otros mercados liberalizados europeos.

Mercado mayorista de generación

En 2006, ENDESA vendió en el mercado mayorista 73.887 GWh (80.575 GWh en 2005), lo que representa el 28,8% de la oferta a mercado de energía peninsular (30,6% en 2005).

En el Real Decreto Ley 3/2006, se establece que toda la generación y toda la demanda de distribución casadas simultáneamente y pertenecientes al mismo grupo empresarial en los mercados diario e intradiario, resultan saldadas y asimiladas a un contrato bilateral físico entre ambas. Por tanto, durante 2006 se puede hablar también de contratación bilateral asimilada con la distribuidora propia.

En este sentido, de la cifra de ventas, casi el 74% se vendió por contratación bilateral (incluidos 19.407 GWh correspondientes a la contratación bilateral asimilada con la distribuidora propia) y el 26% restante en los mercados organizados de OMEL y REE. Por otro lado, en cuanto al origen de las ventas en mercado, casi un 97% procedió de la generación propia de régimen ordinario.

La contratación bilateral física experimentó un claro aumento durante 2006 con una destacada participación de ENDESA, debido a dos motivos básicos. Por un lado, los cambios en la normativa de garantía de potencia de finales de 2005 –Real Decreto 1454/2005 de 2 de diciembre--, que eliminaron la anterior discriminación en favor de la contratación en el mercado diario, y, por otro lado, la entrada en vigor del Real Decreto Ley 3/2006.

Por lo que se refiere a las compras, ENDESA adquirió en el mercado mayorista 102.451 GWh (87.688 GWh en 2005), de los que un 53% (incluida la contratación asimilada a bilateral de distribución) se obtuvo mediante contratación bilateral y el resto en los mercados organizados.

El resto de las compras incluyen 3.535 GWh (1.893 GWh en 2005) destinados a exportaciones y 1.747 GWh de autoconsumo en centrales hidroeléctricas de bombeo (2.152 GWh en 2005).

II.2. Mercado español de gas natural.

A 31 de diciembre de 2006, la cartera de clientes de ENDESA en el mercado convencional liberalizado de gas natural, excluyendo ventas a generación eléctrica, estaba integrada por 328.811 clientes, con un consumo contratado anual de 33.396 GWh, frente a 24.947 GWh en 2005, lo que supone un incremento del 34%.

En lo referente a ventas en este mercado, ENDESA comercializó 23.697 GWh (18.558 GWh en 2005), repartidos entre 320.259 clientes. Este volumen de energía supone un incremento del 28% respecto al comercializado en 2005. Si a esta comercialización se suma el consumo de ENDESA Generación (bicombustible y ciclos combinados), y las ventas para el sector eléctrico, que ascendieron a 17.962 GWh en 2006, ENDESA alcanza una cuota del 12,3% en el conjunto del mercado liberalizado español.

ENDESA está presente en el sector de la distribución de gas en España a través de su filial ENDESA Gas, participada al 100%, que agrupa las participaciones de ENDESA en los negocios de distribución y venta a tarifa. ENDESA Gas se encuentra presente en siete Comunidades Autónomas y cuenta con autorización para la distribución de gas canalizado en más de 200 poblaciones. Al cierre de 2006, suministraba gas a 351.000 consumidores, con un volumen de energía distribuida de 6.759 GWh. Su cuota de mercado aproximada, era del 7%. Estas cifras suponen crecimientos de un 8% en el número de consumidores y de un 18% en el volumen de energía distribuida respecto a 2005.

II.3. Mercado portugués.

ENDESA posee una participación del 38,9% en Tejo Energía, compañía propietaria de la central térmica de carbón Pego. Esta instalación, de 600 MW de potencia, que es una de las principales del país, ha obtenido la autorización para un punto de recepción destinado a un ciclo combinado de 800 MW que deberá iniciar su construcción en 2007. La central, que tiene vendida su energía a largo plazo al sistema vinculado portugués, produjo 4.760 GWh en 2006 (4.702 GWh en 2005).

Por otro lado, ENDESA y Sonae, uno de los principales grupos industriales portugueses, participan al 50% en la Sociedade Térmica Portuguesa, líder del mercado portugués de cogeneración, que posee una potencia de 58,6 MW en cogeneración y energías renovables.

Además, ENDESA es propietaria al 100% de la sociedad Finerge, que a finales de 2006 tenía una potencia bruta instalada de 217,7 MW en explotación y 272 MW en construcción.

Por lo que se refiere a las actividades en Portugal, el consorcio Eólicas de Portugal (en el que ENDESA participa con un 30%) resultó adjudicatario en 2006 del mayor de los lotes del concurso eólico del país vecino, que contempla el desarrollo de 1.200 MW de potencia. El proyecto Eólicas de Portugal contempla una inversión superior a 1.500 millones de euros en el período 2006-2011 para la instalación de 48 parques eólicos con una potencia de entre 20 y 25 MW, así como la creación de más de 1.500 puestos de trabajo.

En 2006, ENDESA continuó consolidando su posición en el mercado liberalizado portugués, alcanzando unas ventas totales de 2.761 GWh (2.223 GWh en 2005), lo que supone un incremento del 24% respecto a 2005, y una cuota de mercado del 60%.

ENDESA opera en este mercado a través de la compañía Sodesa, fruto de una joint venture al 50% realizada en 2002 con el grupo industrial portugués Sonae. Desde 2006, Sodesa es la primera comercializadora del mercado liberalizado portugués, con una cartera de clientes que totaliza más de 2.900 GWh de energía contratada.

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 2004, 2005 y 2006:

2006	Millones de euros			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Ventas	8.272	2.016	(776)	10.090
Otros Ingresos Explotación	428	150	(8)	570
Aprovisionamientos y Servicios	(4.846)	(187)	802	(4.231)
Otros Gastos Externos	(772)	(510)	158	(1.124)
Gastos de Personal	(388)	(485)	189	(1.062)
Amortizaciones	(680)	(431)	(19)	(1.130)
Resultado Explotación	2.030	680	5	2.705
Resultado Financiero	(159)	(180)	64	(398)
Rdo. Sdades. Método Participación	50	3	-	53
Resultado otras Inversiones	(2)	2	6	6
Resultado Venta de Activos	21	261	128	410
Rdo. Antes Impuestos	1.940	766	76	2.782
Impuestos	(568)	(230)	42	(756)
Resultado Minoritarios	(2)	5	9	12
Resultado Neto	1.374	531	109	2.014

2005	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	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

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 2004, 2005 y 2006 (cifras en millones de euros):

31 de diciembre de 2006	Millones de euros			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Inmovilizado	12.897	10.990	2.443	26.330
Inmovilizado Material	9.779	9.544	435	19.758
Inmuebles de Inversión	-	29	3	32
Activos Intangible	459	145	56	660
Fondo de Comercio	61	-	-	61
Invers. Financieras a Largo Plazo	1.565	419	1.855	3.839
Inversiones Contab. Método Particip.	353	57	(3)	407
Impuestos Diferidos	680	796	97	1.573
Activo Circulante	2.406	1.671	(153)	3.924
TOTAL ACTIVO	15.303	12.661	2.290	30.254
Patrimonio Neto	4.297	1.932	(249)	5.980
De la Sociedad Dominante	4.271	1.918	(253)	5.936
De Accionistas Minoritarios	26	14	4	44
Pasivo a Largo Plazo	7.808	8.451	3.254	19.513
Ingresos Diferidos	82	2.130	(27)	2.185
Provisiones a Largo Plazo	1.538	1.567	302	3.407
Deuda Financiera a Largo Plazo	5.834	4.341	2.868	13.043
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	116	317	11	444
Impuestos Diferidos	238	96	100	434
Pasivo a Corto Plazo	3.198	2.278	(715)	4.761
Deuda Financiera a Corto Plazo	51	162	(222)	(9)
Acreedores Comerciales y Otros	2.814	1.980	(304)	4.490
Pasivos por Impuestos	333	136	(189)	280
TOTAL PASIVO	15.303	12.661	2.290	30.254

31 de diciembre de 2005	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	2.003	6.848	(6.991)	6.097
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	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
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

III. NEGOCIO DEL RESTO DE EUROPA.

La producción total de ENDESA en Europa fue de 35.575 GWh en 2006 (33.749 GWh en 2005), de los cuales 25.723 GWh (23.362 GWh en 2005) fueron generados en Italia y 9.852 GWh por Snet (10.387 GWh en 2005).

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)				
	2006	% var.	2005	% var.	2004
Hidráulica	2.149	(6,2)	2.292	(4,2)	2.392
Carbón	16.135	1,6	15.880	61,5	9.830
Fuelóleo	4.548	20,1	3.786	(41,6)	6.483
Ciclos combinados	12.708	8,0	11.766	85,6	6.338
Eólica	35	40,0	25	150,0	10
TOTAL	35.575	5,4	33.749	34,7	25.053

En 2006 las ventas totales ascendieron a 52.606 GWh (47.221 GWh en 2005), de los cuales 33.584 GWh (30.911 GWh en 2005) corresponden a Italia, y 19.022 GWh (16.310 GWh en 2005) a Snet. A su vez, las ventas a clientes de mercados liberalizados de estos dos países se situaron en 15.762 GWh en Italia y 4.532 GWh en Francia.

En 2006, ENDESA Trading gestionó un volumen total de energía de 46,12 TWh, de los cuales, 11,78 TWh corresponden a operaciones comerciales con clientes italianos y 5,52 TWh a Snet. El resto correspondió 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 por ENDESA Trading en las subastas de capacidad virtual (VPP) organizadas en Francia por Electricité de France (EdF), por un volumen de 2,6 TWh para un período comprendido entre 2006 a 2008, y en las organizadas por Dong en Dinamarca, en las que obtuvo un volumen de 0,81 TWh para 2006.

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 62.028 GWh en 2006 (57.890 GWh en 2005), lo que supone un incremento del 7,1% respecto al año anterior conforme al detalle que figura en el siguiente cuadro:

	Generación de Electricidad en Latinoamérica (GWh)				
	2006	%Var.	2005	%Var.	2004
Chile	19.973	6,4	18.764	11,7	16.797
Argentina	17.752	9,9	16.154	1,7	15.884
Perú	7.250	5,1	6.895	21,9	5.655
Colombia	12.564	5,9	11.864	(0,1)	11.881
Brasil	4.489	6,6	4.213	(13,8)	4.889
TOTAL	62.028	7,1	57.890	5,1	55.106

Este incremento se debió fundamentalmente al fuerte crecimiento de la demanda, derivado del elevado crecimiento de la economía, y a la mayor hidráulica del ejercicio en el conjunto de la región que favoreció al parque de generación de ENDESA, ya que es mayoritariamente hidráulico.

IV.2. Distribución.

En 2006, la energía vendida por las empresas distribuidoras latinoamericanas participadas por ENDESA ascendió a 58.281 GWh (55.246 GWh en 2005), lo que supone un crecimiento del 5,5% con respecto al ejercicio anterior, conforme se detalla en el cuadro que figura a continuación (GWh):

	Ventas de Electricidad en Latinoamérica (GWh)				
	2006	%Var.	2005	%Var.	2004
Chile	12.377	4,4	11.851	4,7	11.317
Argentina	14.837	5,8	14.018	5,2	13.322
Perú	4.874	7,6	4.530	6,6	4.251
Colombia	10.755	6,5	10.094	4,5	9.655
Brasil	15.438	4,6	14.753	7,1	13.769
TOTAL	58.281	5,5	55.246	5,6	52.317

Las ventas de distribución tuvieron notables crecimientos en todos los países, destacando los registrados por Edelnor (Perú) y Codensa (Colombia) que alcanzaron el 7,6% y el 6,5%, respectivamente.

En noviembre, fueron publicadas en Chile las nuevas tarifas de subtransmisión, actividad que corresponde a las redes de transporte de media o alta tensión que abastecen exclusivamente a consumidores en zonas de concesión de empresas distribuidoras y que no pertenecen ni al sistema de transporte principal, ni forman parte de las redes de distribución. El proceso significó una reducción de la remuneración, ratificada posteriormente por el Panel de Expertos, donde Chilectra concurrió al igual que el resto de las empresas del sector. Chilectra recurrió al procedimiento de este dictamen en la justicia, por lo que se está a la espera de su resolución.

En Brasil, se realizó la revisión anual de tarifas de la compañía Coelce, obteniéndose un incremento del 10% a partir de abril y de Ampla, cuyo incremento tarifario fue del 2,9% a partir de marzo.

Por lo que se refiere a Argentina, en diciembre se promulgó la Ley 26.204, que proroga hasta el 31 de diciembre de 2007 las Leyes 25.561 de Emergencia Pública y sus complementarias, incluida la Ley 25.790 que obliga a la renegociación de los contratos de obras y servicios afectados por la emergencia pública. Cabe recordar que el 15 de junio de 2005, Edesur y el Gobierno argentino llegaron a un acuerdo que se materializó en la firma de una Carta de Entendimiento por la que el

Ejecutivo autorizó un incremento tarifario a partir de noviembre de 2005. La ratificación de la Carta de Entendimiento por parte del Ejecutivo se produjo el 28 de diciembre de 2006, con la promulgación del decreto presidencial respectivo. El Ente Regulador aprobó la aplicación del nuevo cuadro de tarifas a contar del 1 de febrero de 2007, otorgando un incremento el 38% de las tarifa de la distribución. Además, y según las condiciones del acuerdo, se reconocerá el aumento tarifario desde noviembre de 2005, fecha original de la vigencia del Acta de Acuerdo. La revisión de tarifas integral también definida en el Acuerdo, tendrá lugar en febrero de 2008.

Las pérdidas de energía de las compañías de ENDESA en el conjunto de la región registraron una cifra acumulada del 11,2% en 2006, frente al 11,8% de 2005, lo que supone una mejoría de 0,6 puntos porcentuales.

En 2006, continuó el proyecto de mejora de pérdidas de energía en la zona de distribución de Río de Janeiro, donde opera la empresa Ampla. Este proyecto, denominado Red Ampla, al que se destinaron 47 millones de euros en 2006, consiste en incorporar avances tecnológicos en la red que imposibiliten el hurto de energía eléctrica. Los resultados han sido positivos. Por ejemplo, en los clientes en cuyo suministro ha sido incorporada la Red Ampla con concentrador, las pérdidas de energía se han visto reducidas de un 53,4% a un 3,1%. El número de clientes conectados a esta red durante 2006 fue de 108.000. El número total acumulado de clientes conectados a la Red Ampla a diciembre de 2006 era de 358.000.

En los cinco países latinoamericanos en los que realiza actividades de distribución, ENDESA contaba al término de 2006 con una base de unos 11,6 millones de clientes (11,2 millones en 2005), lo que supone un incremento del 3,2% respecto del cierre de 2005, conforme al detalle que figura a continuación:

	Miles de clientes				
	2006	% var.	2005	% var.	2004
Chile	1.437	2,4	1.404	2,4	1.371
Argentina	2.196	1,4	2.165	1,2	2.139
Colombia	2.138	3,1	2.074	2,9	2.015
Perú	951	2,8	925	1,4	912
Brasil	4.859	4,4	4.654	4,6	4.449
TOTAL	11.581	3,2	11.222	3,1	10.886

Durante el año 2006, siguiendo la tendencia de ejercicios anteriores, ENDESA mejoró sustancialmente el nivel de calidad del servicio en los países en los que opera. Concretamente, el tiempo medio de interrupción anual por cliente descendió un 2,9%, situándose en 9,9 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 2004, 2005 y 2006 (cifras en millones de euros):

2006	Millones de euros			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Ventas	2.659	3.832	(564)	5.927
Otros Ingresos Explotación	9	117	26	152
Aprovisionamientos y Servicios	1.228	2.338	(596)	2.970
Otros Gastos Externos	124	381	47	552
Gastos de Personal	86	217	94	397
Amortizaciones	258	234	8	500
Resultado Explotación	972	807	(91)	1.688
Resultado Financiero	(217)	(190)	(84)	(491)
Rdo. Sdades. Método Participación	9	-	-	9
Resultado otras Inversiones	-	-	4	4
Resultado Venta de Activos	4	30	(13)	21
Rdo. Antes Impuestos	768	647	(184)	1.231
Impuestos	192	(49)	(49)	94
Resultado Minoritarios	166	64	442	672
Resultado Neto	410	632	(577)	465

2005	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	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

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

Se adjunta Balance del negocio en Latinoamérica segregado por actividades a 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006 (cifras en millones de euros):

31 de diciembre de 2006	Millones de euros			
	Generación	Distribución	Estructura y Ajustes	Total
Inmovilizado	7.221	4.929	1.832	13.982
Inmovilizado Material	6.301	3.758	25	10.084
Inmuebles de Inversión	-	-	49	49
Activos Intangible	23	52	3	78
Fondo de Comercio	123	311	1.838	2.272
Invers. Financieras a Largo Plazo	372	327	(145)	554
Inversiones Contab. Método Particip.	161	-	-	161
Impuestos Diferidos	241	481	62	784
Activo Circulante	1.189	1.343	81	2.613
TOTAL ACTIVO	8.410	6.272	1.913	16.595
Patrimonio Neto	3.277	2.368	1.019	6.664
De la Sociedad Dominante	2.083	2.181	(1.242)	3.022
De Accionistas Minoritarios	1.194	187	2.261	3.642
Pasivo a Largo Plazo	3.974	2.510	1.253	7.737
Ingresos Diferidos	3	137	1	141
Provisiones a Largo Plazo	131	423	207	761
Deuda Financiera a Largo Plazo	3.203	1.613	985	5.801
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	53	105	(44)	114
Impuestos Diferidos	584	232	104	920
Pasivo a Corto Plazo	1.159	1.394	(359)	2.194
Deuda Financiera a Corto Plazo	361	225	(111)	475
Acreedores Comerciales y Otros	566	851	(268)	1.149
Pasivos por Impuestos	232	318	20	570
TOTAL PASIVO	8.410	6.272	1.913	16.595

31 de diciembre de 2005	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
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 2004	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
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

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

No aplicable.

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 2004, 2005 y 2006 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. Esta sociedad agrupa, entre otras, las participaciones en ENDESA Generación, S.A., ENDESA Cogeneración y Renovables, S.A. (ECyR), Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (Gesa) y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (Unelco).

- **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.

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 son: ENDESA Italia, Ferrara y Teverola (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.

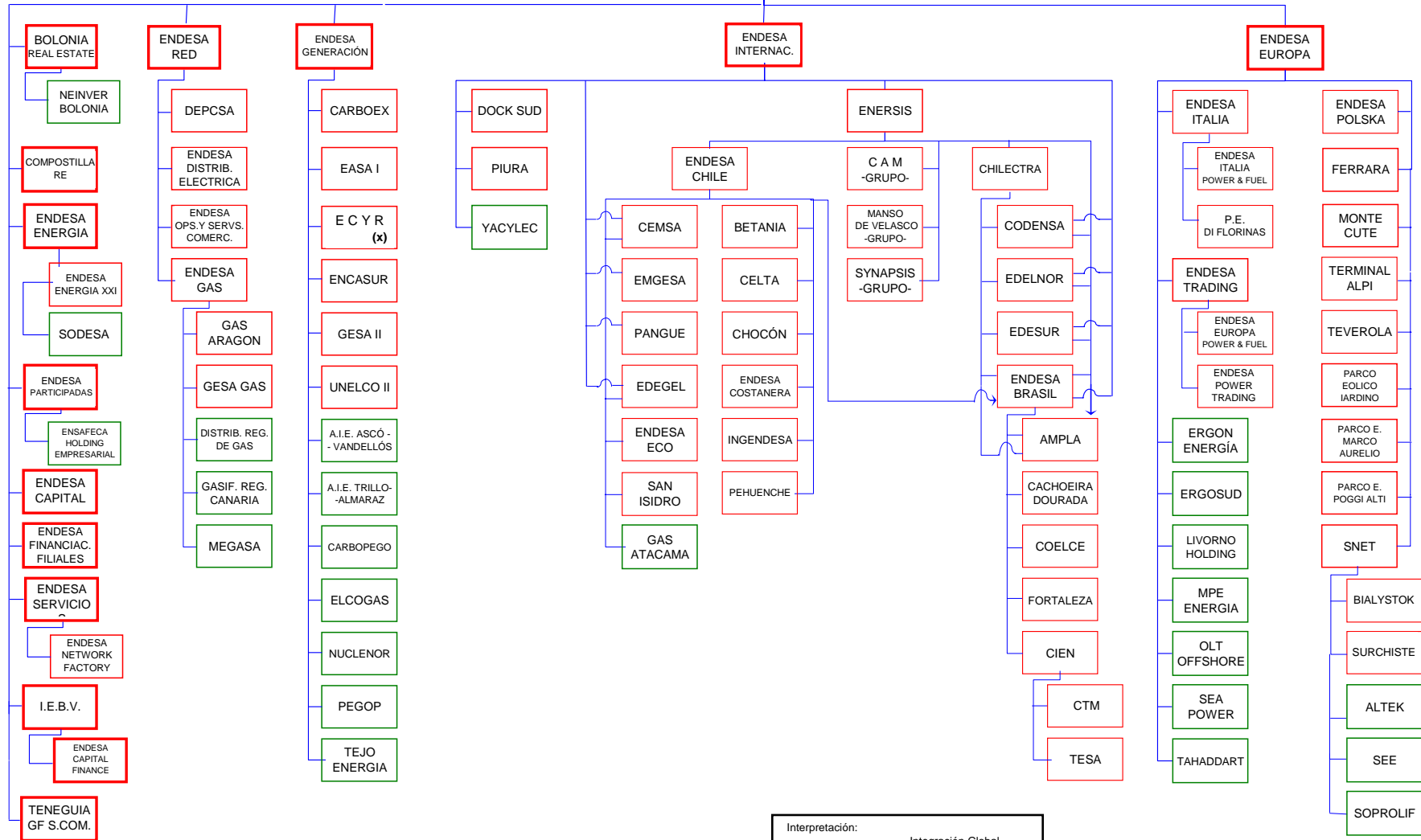
Enersis es una sociedad holding radicada en Chile que posee participaciones en sociedades generadoras y distribuidoras de electricidad en cinco países latinoamericanos. Sus principales sociedades participadas, directa o indirectamente, son: ENDESA Chile (generación en Chile con participaciones en otras 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.

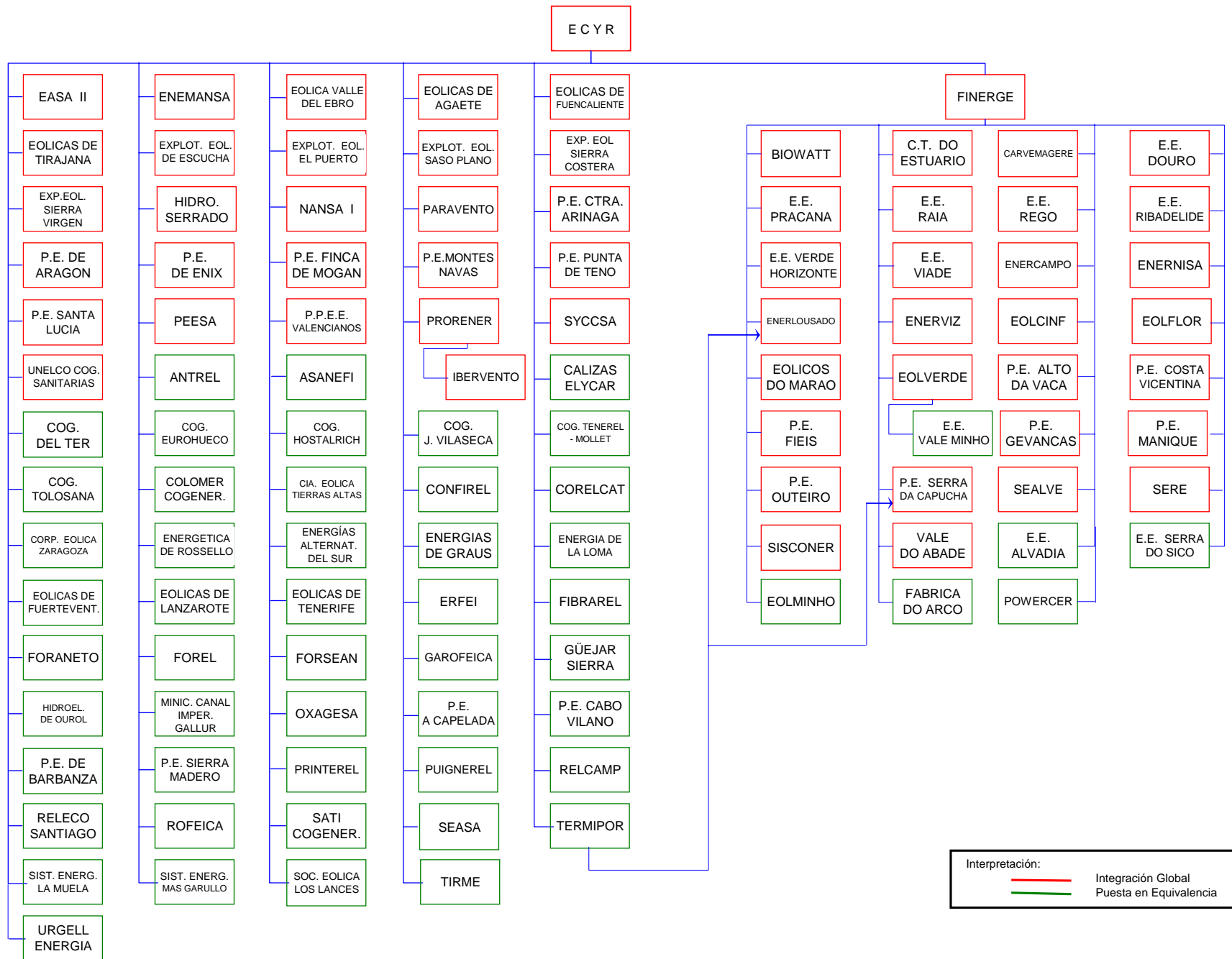
Tras la nueva organización implantada por ENDESA en julio de 2004, esta sociedad tiene como actividades fundamentales la definición de las políticas sobre compras corporativas, la gestión de los contratos de proveedores globales y de los sistemas de información y telecomunicaciones, la gestión del patrimonio, 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 2006.



Interpretación:
— Integración Global
— Puesta en Equivalencia

(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 la fecha de registro de este Documento de Registro de Acciones, 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	Aprovisionamiento de combustible
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
Bolonia Real Estate, S.L.	100,00	100,00	España	Gestión y desarrollo patrimonio inmobiliario
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
Centro Energía Ferrara, S.p.A.	58,35	58,35	Italia	Generación y venta de electricidad y calor
Centro Energía Teverola, S.p.A.	58,35	58,35	Italia	Generación y venta de electricidad y calor
Latinoamérica				
ENDESA Internacional, S.A.	100,00	100,00	España	Actividad internacional del Grupo ENDESA
Enersis, S.A.	60,62	60,62	Chile	Generación y distribución eléctrica
Empresa Distribuidora Sur, S.A. (Edesur)	99,45	45,86	Argentina	Distribución y comercialización energía eléctrica
Chilectra, S.A.	99,09	60,07	Chile	Distribución y venta de energía eléctrica
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte, S.A. (Edelnor)	60,00	38,33	Perú	Distribución y comercialización de energía eléctrica
Codensa, S.A.	48,48	43,03	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.	99,99	36,36	Colombia	Generación de energía eléctrica
Edegel, S.A.	61,06	17,64	Perú	Generación y comercialización de energía eléctrica
Empresa Generadora de Energía Eléctrica, S.A. (Emgesa)	48,48	36,75	Colombia	Generación de energía eléctrica
ENDESA Brasil, S.A.	97,30	59,54	Brasil	Sociedad holding
Companhia de Interconexao Energética, S.A. (Cien)	100,00	59,54	Brasil	Producción, transporte y distribución de energía eléctrica
Ampla Energia e Serviços, S.A. (Ampla)	91,93	55,05	Brasil	Producción, transporte y distribución de electricidad
Companhia energética do Ceará, S.A. (Coelce)	58,86	34,12	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 2006				
	Millones de euros				
	Coste	Amortización Acumulada	Valor neto	Inmovilizado en curso	Total Inmovilizado
Terrenos y construcciones	2.396	(1.210)	1.186	22	1.208
Instalaciones de generación eléctrica:	36.204	(19.875)	16.329	2.296	18.625
Centrales hidráulicas	11.278	(5.173)	6.105	163	6.268
Centrales carbón/fuel	12.377	(8.652)	3.725	634	4.359
Centrales nucleares	8.213	(5.172)	3.041	103	3.144
Centrales de ciclo combinado	3.255	(437)	2.818	646	3.464
Renovables	1.081	(441)	640	750	1.390
Instalaciones de transporte y distribución:	19.956	(8.324)	11.632	1.655	13.287
Alta tensión	2.255	(899)	1.356	265	1.621
Baja y media tensión	15.612	(6.332)	9.280	1.182	10.462
Equipos de medida y telecontrol	1.676	(931)	745	128	873
Otras instalaciones	413	(162)	251	80	331
Otro inmovilizado	1.547	(1.076)	471	123	594
TOTAL	60.103	(30.485)	29.618	4.096	33.714

	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						
	Millones de euros						
	Saldo al 31/12/2005	Incorpor./ Reducciones sociedades	Inversiones	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo al 31/12/2006
Terrenos y construcciones	2.447	-	12	(20)	(33)	(10)	2.396
Instalaciones de generación eléctrica:	35.576	235	387	(126)	904	(772)	36.204
Centrales hidráulicas	11.841	-	9	(34)	46	(584)	11.278
Centrales carbón/fuel	12.146	-	191	(59)	304	(205)	12.377
Centrales nucleares	8.213	-	15	(18)	3	-	8.213
Centrales de ciclo combinado	2.629	-	86	(14)	537	17	3.255
Renovables	747	235	86	(1)	14	-	1.081
Instalaciones de transporte y distribución:	18.855	-	2	(149)	1.717	(471)	19.954
Alta tensión	2.302	-	1	(18)	127	(159)	2.253
Baja y media tensión	14.568	-	1	(88)	1.367	(236)	15.612
Equipos de medida y telecontrol	1.626	-	-	(42)	111	(19)	1.676
Otras instalaciones	359	-	-	(1)	112	(57)	413
Otro inmovilizado	1.687	-	19	(66)	(43)	(48)	1.549
TOTAL	58.565	235	420	(361)	2.545	(1.301)	60.103

Inmovilizado material en curso	Millones de euros						
	Saldo a 31/12/2005	Incorpor./ Reducciones sociedades	Inversiones	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo a 31/12/2006
Terrenos y construcciones	17	-	18	(1)	(12)	-	22
Instalaciones de generación eléctrica:	1.735	92	1.377	(16)	(891)	(1)	2.296
Centrales hidráulicas	148	-	99	(14)	(55)	(15)	163
Centrales carbón/fuel	564	-	486	-	(417)	1	634
Centrales nucleares	60	-	69	-	(26)	-	103
Centrales de ciclo combinado	609	-	434	-	(410)	13	646
Renovables	354	92	289	(2)	17	-	750
Instalaciones de transporte y distribución:	1.459	-	1.899	(5)	(1.691)	(7)	1.655
Alta tensión	205	-	176	(5)	(107)	(4)	265
Baja y media tensión	1.144	-	1.446	-	(1.397)	(11)	1.182
Equipos de medida y telecontrol	54	-	173	-	(107)	8	128
Otras instalaciones	56	-	104	-	(80)	-	80
Otro inmovilizado	92	-	49	-	(25)	7	123
TOTAL	3.303	92	3.343	(22)	(2.619)	(1)	4.096

Amortización acumulada	Millones de euros						
	Saldo a 31/12/2005	Incorpor./ Reducciones sociedades	Dotación (*)	Bajas	Trasposos y otros	Diferencias de conversión	Saldo a 31/12/2006
Terrenos y construcciones	(1.075)	-	(59)	13	(90)	1	(1.210)
Instalaciones de generación eléctrica:	(19.238)	(151)	(960)	88	67	319	(19.875)
Centrales hidráulicas	(5.232)	-	(232)	25	(2)	268	(5.173)
Centrales carbón/fuel	(8.452)	-	(354)	40	61	53	(8.652)
Centrales nucleares	(5.031)	-	(154)	11	2	-	(5.172)
Centrales de ciclo combinado	(296)	-	(151)	12	-	(2)	(437)
Renovables	(227)	(151)	(69)	-	6	-	(441)
Instalaciones de transporte y distribución:	(8.056)	-	(620)	105	71	176	(8.324)
Alta tensión	(858)	-	(81)	5	(2)	37	(899)
Baja y media tensión	(6.103)	-	(438)	65	42	102	(6.332)
Equipos de medida y telecontrol	(912)	-	(88)	34	31	4	(931)
Otras instalaciones	(183)	-	(13)	1	-	33	(162)
Otro inmovilizado	(1.186)	-	(67)	68	108	1	(1.076)
TOTAL	(29.555)	(151)	(1.706)	274	156	497	(30.485)

(*) Adicionalmente, durante el ejercicio 2006 se han registrado pérdidas por deterioro por importe de -13 millones de euros.

	Inmovilizado material en explotación						
	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	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	57	(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 2006, su potencia total instalada era de 21.849 MW, cifra que no incluye Nuclenor pues esta empresa no consolida en ENDESA por integración global, de los cuales 17.489 MW se hallaban en el sistema eléctrico peninsular y los 4.355 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 suficiente para atender la demanda de sus mercados y posee una estructura adecuadamente diversificada: el 28,1% corresponde a centrales de carbón, el 24,5% a centrales hidroeléctricas, el 24,6% a centrales convencionales de fuel-gas, el 15,5% a centrales nucleares y el 7,3% 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					
	2006		2005		2004	
	MW	%	MW	%	MW	%
Térmica Convencional	13.089	59,9	12.632	58,3	12.884	58,9
Nuclear	3.397	15,5	3.642	16,8	3.637	16,6
Hidroeléctrica	5.363	24,6	5.379	24,8	5.368	24,5
TOTAL	21.849	100,0	21.653	100,0	21.889	100,0

A continuación, se muestra detalle del parque de generación de ENDESA en España a 31 de diciembre de 2006:

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
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
Cristobal Colón	Huelva	CCTG	1	397,7	100,0	397,7
Total Fuel-Gas	-	-	9	3.116,8	-	3.116,8
Total Térmica Convencional	-	-	23	8.977,9	-	8.734,4
Nucleares						
Ascó I	Tarragona	N	1	1.032,5	100,0	1.032,5
Ascó II	Tarragona	N	1	1.027,2	85,0	873,0
Vandellós II	Tarragona	N	1	1.087,1	72,0	782,7
Garoña (r)	Burgos	N	1	466,0	50,0	233,0
Almaraz I	Cáceres	N	1	981,6	36,0	353,4
Almaraz II	Cáceres	N	1	987,9	36,0	355,7
Trillo (r)	Guadalajara	N	1	1.067,5	1,0	10,7
Total Térmica Nuclear	-	-	7	6.649,8	-	3.397,3
Hidroeléctrica						
Hidráulica Convencional						
UPH Noroeste	-	H	31	727,6	100,0	727,6
UPH Ebro-Pirineos						
U. Territorial Pont de Suert	-	H	51	709,2	100,0	709,2
U. Territorial Zaragoza	-	H	64	586,0	100,0	586,0
U. Territorial Lleida	-	H	64	1.246,3	100,0	1.246,3
UPH Sur						
U. Territorial Córdoba	-	H	48	391,1	100,0	391,1
U. Territorial Antequera	-	H	52	292,4	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	-	-	-	5.362,0	-	5.362,0
TOTAL PENINSULAR	-	-	-	20.989,7	-	17.493,7
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	11	612,0	100,0	612,0
Mahon	Menorca	F-G	6	168,0	100,0	168,0
Ibiza	Ibiza	F-G	18	238,0	100,0	238,0
Formentera	Formentera	G	1	14,0	100,0	14,0
Cas s Tresorer	Mallorca	G	2	150,0	100,0	150,0
Total Baleares	-	-	-	1.767,0	-	1.767,0
CANARIAS						
Fuel-Gas						
Jinamar	Gran Canaria	F-G	13	415,6	100,0	415,6
Barranco de Tirajana	Gran Canaria	F-G	9	612,1	100,0	612,1
Candelaria	Tenerife	F-G	10	288,2	100,0	288,2
Guía de Isora	Tenerife	G	1	48,6	100,0	48,6
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	12	212,5	100,0	212,5
Las Salinas	Fuerteventura	D-G	12	186,6	100,0	186,6
El Palmar	La Gomera	D	10	22,8	100,0	22,8
Llanos Blancos	El Hierro	D	9	12,7	100,0	12,7
Los Guinchos	La Palma	D-G	11	107,7	100,0	107,7
Hidráulica						
El Mulato	La Palma	H	1	0,8	100,0	0,8
Total Canarias	-	-	-	2.469,8	-	2.469,8
CEUTA Y MELILLA						
Ceuta	Ceuta	F-D	7	58,5	100,0	58,5
Melilla	Melilla	F-G	7	60,1	100,0	60,1
Total Ceuta y Melilla	-	-	-	118,6	-	118,6
TOTAL INSULAR-EXTRAP.	-	-	-	4.355,5	-	4.355,5
TOTAL NACIONAL G. ENDESA	-	-	-	24.947,4	-	21.849,2

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

Este nivel de diversificación le permite estar a cubierta frente a los períodos de baja hidraulicidad que son habituales en el sistema eléctrico español. Por otro lado 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 las de 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 permiten 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 1.589 MW, a la que se añadirán otros 3.200 MW a lo largo del período 2007-2009, 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. En el ejercicio 2006, el incremento de la potencia peninsular se debió a la puesta en explotación del ciclo combinado de Cristóbal Colón, de 398 MW--, que alcanzó una producción total de 564 GWh.

Por otro lado, las centrales térmicas convencionales de ENDESA mantuvieron en 2006 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.

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"> • Pruebas y entrada en operación comercial del ciclo combinado de Cristóbal Colón, en la provincia de Huelva, de 398 MW. Tanto el resultado de las pruebas como sus primeros meses de funcionamiento han sido satisfactorios. • Transformación a carbón importado del grupo 3 de la central térmica de As Pontes, en la provincia de La Coruña, que entró en operación en el mes de diciembre. Además, se firmaron los contratos para las transformaciones de los grupos 1 y 2, y se inició la fabricación de equipos para el grupo 2, cuya transformación se realizará en el año 2007. • Continuación de la construcción del ciclo combinado de As Pontes. Se intensificaron las actividades de construcción y montaje, iniciándose a final de año las primeras pruebas hidráulicas y de energización de sistemas. Esta instalación, de 813 MW, tiene prevista su entrada en operación comercial en el segundo semestre de 2007. • Presentación de la documentación necesaria para obtener las Autorizaciones Sustantivas correspondientes a las centrales térmicas de ciclo combinado de Estremera 1,2 y 3 -- Madrid -- de 1.200 MW, Compostilla 6, 7 y 8 -- León -- de 800 MW, Foix de 800 MW y Fayón -- Zaragoza -- de 850 MW. • Reinicio de las actividades de autorizaciones y proceso de contratación para la instalación de un ciclo combinado de 800 MW en los terrenos de la central térmica de Pego --Portugal--, tras haberse recibido la autorización de punto de conexión. • Inicio de las actividades de obra civil para la construcción de las instalaciones de descarga de carbón en el Puerto de El Ferrol, cuya puesta en servicio está prevista para el último trimestre de 2007. • Continuación de la ejecución de las plantas de desulfuración de los grupos térmicos 4 y 5 de la central Compostilla II, en León, y de la planta de desulfuración de la central térmica de Los Barrios, en Cádiz. Además, se firmó el contrato de suministro y construcción de una planta de desulfuración para el grupo 1 de la central térmica de Litoral, en la provincia de Almería, similar a la contratada para la central de Los Barrios. Estas instalaciones son necesarias para el cumplimiento de la Directiva Medioambiental sobre Grandes Instalaciones de Combustión de la Unión Europea. • Continuación de las actuaciones necesarias para la reducción de emisiones de NO_x en unidades térmicas de centrales de carbón, en cumplimiento de la Directiva Medioambiental citada anteriormente. Las actuaciones contemplan la instalación de quemadores de bajo NO_x y la organización de la combustión.
Baleares	<ul style="list-style-type: none"> • Puesta en servicio de las turbinas 1 y 2, de 75 MW de potencia unitaria, de la central de ciclo combinado Ca's Tresorer --Mallorca--. Continuó la construcción de los elementos de la turbina de vapor de este ciclo combinado, cuya puesta en servicio esta prevista para el año 2007. Este ciclo es el primero de este nuevo emplazamiento, próximo a Palma de Mallorca, en el que se instalarán en el futuro nuevas unidades de este tipo para atender la demanda del sistema energético balear. • Continuación de las actividades de montaje de la planta de desulfuración de los grupos térmicos 1 y 2 de la central Alcudia --Mallorca-- y de las actuaciones necesarias para la reducción de las emisiones de NO_x de la misma central. Se instalaron los mecheros de bajo NO_x en los dos grupos. • Inicio del proyecto para la instalación de una turbina de gas de 50 MW en la central de Mahón --Menorca--, cuya entrada en servicio esta prevista para el año 2008 y finalización de la puesta en servicio de un tanque de combustible para alimentar la central diesel de este mismo emplazamiento. • Desarrollo de las actividades de construcción y montaje de dos grupos diesel de 18 MW de potencia unitaria en la central de Ibiza, cuya entrada en servicio se prevé para 2007.
Canarias	<ul style="list-style-type: none"> • Puesta en servicio, de las dos turbinas de gas, de 75 MW cada una, pertenecientes al ciclo combinado Barranco 2, en la isla de Gran Canaria. Continuó la construcción de los elementos de la turbina de vapor de esta instalación, cuya puesta en servicio esta prevista para el año 2008. • Puesta en servicio e inicio de la operación comercial de las turbinas de gas de Guía de Isora en Tenerife que, con un total de 45 MW se sitúan en el emplazamiento de la subestación del mismo nombre. • Puesta en servicio de dos grupos diesel de 18 MW en la central de Punta Grande, en la isla de Lanzarote. Continuaron los trabajos de construcción y puesta en marcha de otro grupo diesel de 18 MW, que tiene prevista su puesta en servicio en el año 2007. • Entrada en servicio de dos grupos diesel de 12 MW de potencia unitaria en la central diesel de Los Guinchos, en la isla de La Palma. • Entrada en operación de tanques de almacenamiento de fuel oil para la alimentación de los motores de las centrales de Punta Grande en la isla de Lanzarote y de Las Salinas en la isla de Fuerteventura. • Inicio de las actividades del proyecto de instalación de dos grupos de 3,5 MW de potencia unitaria en la central diesel de El Palmar, en la isla de La Gomera, cuya puesta en servicio esta prevista para el año 2007. En esta central se están realizando ampliaciones en los sistemas de combustible y agua de refrigeración para absorber las ampliaciones de potencia previstas.
Ceuta y Melilla	<ul style="list-style-type: none"> • Puesta en servicio en la central de Ceuta del grupo diesel nº 10, de 12 MW. • Puesta en servicio en la central de Melilla del grupo nº 12, de 12 MW e inicio de las obras de instalación del motor nº 13, también de 12 MW, que tiene prevista su puesta en servicio en el año 2007. • Modificaciones de ampliación de las subestaciones eléctricas y ampliaciones en los sistemas de refrigeración de las centrales eléctricas de Ceuta y Melilla, debido a la ampliación de capacidad realizada.

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 2006, las instalaciones de cogeneración y energías renovables en explotación, en las que participa ENDESA en España, totalizaban una potencia de 1.931 MW, de los cuales 1.487,8 MW correspondían a energías renovables y 443,2 MW a cogeneración y tratamiento de residuos.

Asimismo, la Compañía participa en instalaciones de cogeneración y energías renovables en Portugal en explotación, que suman una potencia de 288,9 MW al cierre de 2006 de ellos 168,9 MW en energías renovables y 120,0 MW en cogeneración.

Por último, ECyR participa también en instalaciones de cogeneración en Colombia y México que suman 35,9 MW.

Durante el año 2006, ENDESA puso en marcha 275 MW en instalaciones de energías renovables en España y Portugal.

A finales del ejercicio, ENDESA tenía 263,4 MW en avanzado estado de construcción, con previsión de puesta en marcha a lo largo del primer trimestre del año 2007.

Por otra parte, ENDESA desinvirtió a lo largo de 2006 en plantas de cogeneración en España por una potencia total de 79,5 MW instalados, en los que tenía participaciones minoritarias.

La presencia media de ENDESA en la propiedad de las instalaciones en las que participa es del 65,8%, lo que le proporciona una potencia atribuible de 1.483,1 MW, calculada en función del porcentaje que posee ENDESA en cada una de sus participadas, en el ámbito nacional e internacional, consolidando 1.173 MW de esa potencia.

Por tecnologías, dicha participación se desglosa como sigue:

	Descripción
Energía eólica	ENDESA participaba en España en instalaciones que sumaban 1.247,0 MW en funcionamiento, lo que le proporciona una cuota del 10,72% en el conjunto del mercado español de esta tecnología. La participación media de ENDESA en estos parques eólicos es del 73,3%.
Centrales minihidráulicas	Al cierre del ejercicio 2006, ENDESA participaba en 37 minicentrales hidroeléctricas en funcionamiento, con una potencia total de 240,4 MW.
Aprovechamiento de residuos	ENDESA participa en cuatro plantas de tratamiento de residuos que poseen una potencia conjunta de 74,8 MW. De ellas, tres se dedican al aprovechamiento energético de residuos sólidos urbanos --Tirme, Tirmadrid y TRM-- y la cuarta al aprovechamiento de residuos industriales de distinta naturaleza.
Biomasa	ENDESA participa en seis centrales de aprovechamiento de biomasa en funcionamiento que suman 58,2 MW de potencia. 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 2006, ENDESA poseía participaciones en plantas de cogeneración en servicio que sumaban una potencia total de 459,0 MW, de la cual 303,1 MW --un 66,0%-- corresponden a instalaciones situadas en España, 120,0 MW --un 26,1%-- a instalaciones en Portugal y 35,9 MW --un 7,9%-- a instalaciones de Latinoamérica.
Otras	ENDESA participa en instalaciones de energías renovables de otras tipologías --solar fotovoltaica, desimpacto ambiental...-- que totalizan una potencia de 7,1 MW.

I.3. Extracción de carbón.

ENDESA extrajo en el año 2006 un total de 6,3 millones de toneladas de carbón, equivalentes a 15.315 millones de termias, lo que supone un descenso del 12,9% respecto de 2005 medido en toneladas y del 11,9% medido en termias. Esta extracción representa aproximadamente el 34% 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				
		2006	% Var.	2005	% Var.	2004
ENDESA Generación	Lignito pardo	8.078	(13,0)	9.285	(10,1)	10.323
ENDESA Generación	Lignito negro	2.409	(18,3)	2.948	2,3	2.882
ENCASUR	Hulla	3.923	(4,9)	4.125	2,3	4.034
ENCASUR	Antracita	905	(12,2)	1.030	(9,5)	1.138
TOTAL	-	15.315	(11,9)	17.388	(5,4)	18.377

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); dos explotaciones a cielo abierto en la zona de Andorra (Teruel), las cortas Gargallo y Gargallo Oeste; dos explotaciones a cielo abierto en la cuenca del Guadiato (Córdoba), las cortas Cervantes y Ballesta Este y, por último, una explotación en Puertollano (Ciudad Real), realizada a cielo abierto (corta Emma).

Cabe destacar que, tras el cierre en 2005 de las dos últimas explotaciones subterráneas de ENDESA (Oportuna y María), toda la producción de 2006 procede de cielo abierto.

Las ventas totales de carbón disminuyeron un 12,8% respecto de 2005 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				
		2006	% Var.	2005	% Var.	2004
ENDESA Generación	As Pontes	8.078	(13,0)	9.285	(10,1)	10.323
ENDESA Generación	Teruel	2.409	(18,3)	2.948	2,3	2.882
Viesgo Generación	Puente Nuevo	1.788	(13,9)	2.077	(2,1)	2.122
Viesgo Generación	Puertollano	2.044	(9,3)	2.253	8,7	2.072
Elcogas	Puertollano GICC	1.056	(1,6)	1.073	1,1	1.061
TOTAL	-	15.375	(12,8)	17.636	(4,5)	18.460

P.C.I.: Poder Calorífico Inferior

Del total de estos suministros medidos en termias, el 68% se realizó a ENDESA Generación, el 7% a la sociedad participada Elcogas y el 25% 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				
	2006	% Variación	2005	% Variación	2004
Líneas aéreas de alta tensión	21.394	2,4	20.885	1,7	20.539
Líneas subterráneas de alta tensión	783	22,9	637	0,3	635
Líneas aéreas de media tensión	79.371	1,2	78.443	0,6	77.981
Líneas subterráneas de media tensión	31.728	8,6	29.227	6,1	27.540
Subestaciones (MVA)	75.146	4,7	71.754	12,4	63.865

(*) Los datos de 2004 y 2005 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 2006 un total de 1.408 millones de euros en instalaciones de distribución. Estas inversiones responden a las necesidades derivadas del crecimiento de los mercados abastecidos por ENDESA y a su compromiso con el incremento de la seguridad y calidad del suministro.

Como resultado de estas inversiones, la longitud de las líneas de su red de distribución creció en 11.344 Km. en el conjunto del año, con lo que la red de distribución de la Empresa, incluyendo alta, media y baja tensión, se situó al término del mismo en 298.550 Km., de los cuales el 27% correspondía a líneas subterráneas.

A lo largo del año, se pusieron en servicio 47 nuevas subestaciones y 14.380 centros de transformación de media a baja tensión. Como consecuencia de ello, el número total de

subestaciones de ENDESA al término de de 2006 era de 937 y el de centros de transformación, de 147.110.

A su vez, la potencia instalada en transformación se incrementó en 3.392 MVA hasta 75.146 MVA al término de 2006, lo que representa un aumento del 4,7% respecto del parque existente a finales de 2005.

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

Por otro lado, al desarrollo de las nuevas infraestructuras de red, hay que añadir numerosas actuaciones orientadas a la mejora de la calidad de suministro, tales como la intensificación de los trabajos de mantenimiento, la renovación de instalaciones, el incremento del grado de automatización de la red de media tensión 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 2006, el Plan de Automatización de la Red de Media Tensión hizo posible la puesta en servicio de 1.537 telemandos que suponen un incremento del 34% respecto al parque anteriormente 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 2006 para mejorar y extender su infraestructura de distribución en cada uno de sus mercados territoriales en España, cabe destacar los siguientes:

	Descripción
Cataluña	Continuó la ejecución del Plan Tramontana y entraron en servicio las subestaciones Hostafrancs, La Selva y Cassá y Forallac, con una potencia instalada de 360 MVA, con un total de 8 nuevos transformadores. Se ampliaron 9 subestaciones con 11 nuevos transformadores con una potencia de 740 MVA. Se construyeron 26,1 Km. de nuevos circuitos, de los cuales 20,4 Km. fueron de 220 kV, y se repotenciaron los de Tordera-Lloret y Tarragona-Altafuya. Por último, el desarrollo del plan de telemando de la red de MT hizo posible la instalación de 390 nuevos puntos telemandos.
Andalucía y Badajoz	En cumplimiento de lo previsto en el Plan Alborada, se pusieron en servicio las siguientes subestaciones: Casabermeja, Laminillos, Villanueva de Algaidas, Valdelagrana, EADS Casa, Parque Aeronáutico, Cortijo Colorao --subestación móvil--, Playa Serena --subestación móvil--, Agribética, La Grulla, San Jerónimo, Petra, Vaciacostales, Torrecárdenas y Campus. Estas instalaciones supusieron la puesta en servicio de 17 nuevos transformadores con una potencia instalada de 480 MVA. Por otra parte, se ampliaron 44 subestaciones, con la entrada en servicio de 60 nuevos transformadores con una potencia instalada de 1.759 MVA. Se construyeron 266,3 Km. de nuevos circuitos, de los cuales 43,5 fueron de 220 kV, y se repotenciaron 348 Km. de líneas. En el marco del plan de telemando de la red de MT, se instalaron 720 nuevos puntos telemandos.
Baleares	Puesta en servicio de las nuevas subestaciones de Ses Veles, Torrent y C'as Tresorer, que representaron la puesta en servicio de 4 nuevos transformadores con una potencia de 143 MVA de potencia. Además, se ampliaron varias subestaciones, con la entrada en servicio de 7 nuevos transformadores con una potencia en 249 MVA. Continuó la ejecución de reformas en las diversas subestaciones de Valldurgent, Es Bessons, Prat, Sant Antoni y Calviá para aumentar su fiabilidad. Se construyeron 133,1 Km. de nuevos circuitos, a fin de sustituir 91 Km. de línea, de los cuales 8,1 Km. fueron de 220 kV. En cuanto al plan de telemando de la red de MT, se instalaron 101 nuevos puntos telemandos.
Canarias	Ampliación de potencia de las subestaciones de Buenos Aires, Chayofa y Cuesta de la Villa, en Tenerife, y Barranco de Tirajana y Jinámar en Gran Canaria, y se construyó una nueva subestación, denominada Guajara, en Tenerife. Se consiguió la totalidad de los permisos y autorizaciones para el comienzo de la ejecución de los Planes Sur de Tenerife y Gran Canaria, que permitirán desarrollar la infraestructura eléctrica necesaria para abastecer y garantizar el crecimiento de la demanda de los dos principales polos turísticos en ambas islas.

	Instalación de 259 nuevos puntos telemandos.
Aragón	<p>Puesta en servicio de las siguientes nuevas subestaciones: Walqa, Centrovía, Cartujos, San Bruno, Ecociudad y Hospital M. Servet, que supusieron la puesta en servicio de 7 nuevos transformadores con una potencia instalada de 233 MVA.</p> <p>Por otra parte, se ampliaron subestaciones con la entrada en servicio de 17 nuevos trafos con una potencia instalada de 259 MVA, y se construyeron 97,8 Km. de nuevos circuitos.</p> <p>Comenzaron los planes previstos de ejecución de la infraestructura necesaria para la alimentación de la Exposición de Zaragoza de 2008, tanto durante la fase de construcción del emplazamiento, como durante el desarrollo del evento.</p> <p>Por último, el desarrollo del plan de telemando de la red de MT permitió la instalación de 86 nuevos puntos telemandos.</p>

I.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 371 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 2006, las distribuidoras de ENDESA Gas construyeron 429 Km. de red, hasta alcanzar 3.303 Km. de distribución, lo que supone un incremento del 15 % con respecto al año anterior.

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, al cierre de 2006 ENDESA participaba con un 15,8% 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. Dicha participación se ha reducido a un 12% en el ejercicio 2007.

I.6. Sector energético portugués.

ENDESA posee una participación del 38,9% en Tejo Energía, compañía propietaria de la central térmica de carbón Pego. Esta instalación, de 600 MW de potencia, que es una de las principales del país, ha obtenido la autorización para un punto de recepción destinado a un ciclo combinado de 800 MW que deberá iniciar su construcción en 2007. La central, que tiene vendida su energía a largo plazo al sistema vinculado portugués, produjo 4.760 GWh en 2006.

Por otro lado, ENDESA y Sonae, uno de los principales grupos industriales portugueses, participan al 50% en la Sociedade Térmica Portuguesa, líder del mercado portugués de cogeneración, que posee una potencia de 58,6 MW en cogeneración y energías renovables.

Además, ENDESA es propietaria al 100% de la sociedad Finerge, que a finales de 2006 tenía una potencia bruta instalada de 217,7 MW en explotación y 272 MW en construcción.

Por lo que se refiere a las actividades en Portugal, el consorcio Eólicas de Portugal (en el que ENDESA participa con un 30%) resultó adjudicatario en 2006 del mayor de los lotes del concurso eólico del país vecino, que contempla el desarrollo de 1.200 MW de potencia. El proyecto Eólicas de Portugal contempla una inversión superior a 1.500 millones de euros en el período 2006-2011 para la instalación de 48 parques eólicos con una potencia de entre 20 y 25 MW, así como la creación de más de 1.500 puestos de trabajo.

II. NEGOCIO DEL RESTO DE EUROPA.

A finales de 2006, la capacidad instalada de ENDESA en Europa era de 9.775 MW, de los cuales 6.968 MW correspondían a ENDESA en Italia y 2.807 MW a la compañía francesa Snet, que desde el mes de diciembre de 2006 opera bajo el nombre comercial de ENDESA France. Además, ENDESA Europa, dentro de un Acuerdo Marco suscrito con Gamesa, ha adquirido en 2006 otros tres parques eólicos en Italia que suman 106 MW: Monte Cute de 42 MW, Poggi Alti de 20 MW y Marco Aurelio Severino de 44 MW. Estos parques, todavía en construcción, entrarán en operación en 2007.

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.

El cuadro que figura a continuación muestra la potencia instalada de ENDESA en otros países europeos a 31 de diciembre de 2006:

	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
Parque eólico Vizzini	Italia	24
Parque eólico Iardino	Italia	14
Centro Energía Teverola	Italia	170
Centro Energía Ferrara	Italia	170
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	384

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

II.1. Italia.

Generación

ENDESA posee una participación de control del 80% en ENDESA Italia. Son varias las operaciones accionariales que han dado lugar a este porcentaje de participación desde que, en septiembre de 2001, se adjudicara la antigua generadora italiana Elettrogen a un consorcio liderado por ENDESA. Este consorcio adjudicatario estaba integrado por ENDESA con un 45%, el SCH con un 40% y la compañía municipal italiana ASM Brescia, con un 15%.

Con posterioridad, ENDESA adquirió la participación del SCH mediante dos operaciones de compra por el 5,7% y el 34,3% en 2002 y 2004, respectivamente. Finalmente, en 2005 ENDESA vendió a su socio italiano ASM Brescia un 5,3%, que le permitió alcanzar a éste el 20% del capital de ENDESA Italia.

La participación de control que ENDESA posee en ella le permite gestionar una empresa que tiene un gran potencial de crecimiento y que le proporciona una posición significativa en uno de los mercados eléctricos más atractivos y de mayor importancia estratégica de Europa.

ENDESA Italia es la tercera generadora del país, con 6.614 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 los parques eólicos de Florinas de 20 MW y Vizzini de 24 MW.

Además, en septiembre de 2006, ENDESA adquirió un 58,35% de las generadoras Centro Energía Teverola y Centro Energía Ferrara, propietarias cada una de ellas de una planta de ciclo combinado con tarifa CIP 6 y una potencia total instalada de 340 MW.

ENDESA posee también, desde julio de 2006, el 100% del parque eólico de Iardino, que cuenta con una potencia total instalada de 14 MW y está en operación.

Además, ENDESA ha adquirido, dentro del Acuerdo Marco con Gamesa, otros cinco parques eólicos en construcción que sumarán 228 MW de capacidad a su parque de generación.

La transformación del grupo 3 de Ostiglia y del grupo 6 de Tavazzano forman parte del programa de "repowering" de las centrales térmicas de ENDESA Italia iniciado en 2002 y que supone la conversión de éstas 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 ha 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. Está todavía pendiente la conversión de los grupos 3 y 4 de la central de Monfalcone.

Además, está en marcha la construcción de los desulfuradores de los grupos 1 y 2 de esta última central, que permitirán rebajar significativamente sus emisiones.

Energías renovables

ENDESA ha continuado produciendo electricidad con energías renovables en Italia a través del parque eólico de Florinas, que cuenta con una potencia de 20 MW en la localidad del mismo nombre en Cerdeña, al cual se han añadido en junio y diciembre de 2006, respectivamente, el parque eólico de Iardino de 14 MW, situado en Campania, y el de Vizzini de 24 MW, situado en Sicilia.

Asimismo, ha continuado la producción de energía renovable a través de la combustión de harinas animales y de residuos olivareros en los grupos de carbón de la central de Monfalcone.

Además, se encuentra prácticamente finalizado el parque eólico de Trapani (32 MW), cuya puesta en operación está prevista para el primer trimestre de 2007. Tanto el parque de Vizzini como el de Trapani formaban parte de la sociedad Idas, la cual ha sido objeto en el mes de noviembre de 2006 de una operación de fusión por absorción por parte de ENDESA Italia.

Finalmente, en 2006 y cumpliendo con el Acuerdo Marco suscrito entre Gamesa y ENDESA, se ha procedido a la compra en Italia de los parques eólicos de Iardino, de 14 MW en funcionamiento, y Monte Cuto (42 MW), Poggi Alti (20 MW) y Marco Aurelio Severino (44 MW), que se hallan en construcción y cuyas entradas en funcionamiento están previstas para el primer semestre de 2007. A finales de enero de 2007, se compraron otros dos parques: Piano

di Corda, de 64 MW de capacidad, y Serra Pelata, de 58 MW, cuya entrada en funcionamiento está prevista para el primer semestre de 2008.

Comercialización

En 2006, ENDESA Europa consolidó su posición en la comercialización de energía eléctrica en Italia con la compra en el mes de marzo del 50% de MPE Energia (el 50% restante corresponde a Merloni Proyecto Energia), comercializadora a clientes residenciales.

La actividad de comercialización continuó también a través de la comercializadora ENDESA Europa Power & Fuel, con una ventas de de 5.878 GWh en 2006.

Además, ENDESA Europa participa en un 50% en la comercializadora Ergon Energia (el 50% restante es de ASM Brescia).

Otros proyectos

En 2006, prosiguieron los trabajos iniciados en 2005 para la construcción de la central de Scandale, perteneciente a la empresa Ergosud S.p.A., propiedad al 50% de ENDESA Europa y ASM Brescia.

Ergosud S.p.A. 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 ha comprado el 25,5% de la sociedad OLT Offshore LGN Toscana S.R.L. propietaria del proyecto de la terminal de regasificación de Livorno, lo que le proporcionará el derecho a 1,5 bcm de gas a partir de 2008. El proyecto recibió en 2006 la autorización ministerial para su construcción. La capacidad de regasificación adjudicada a ENDESA será utilizada para alimentar los ciclos combinados que opera en Italia y los que tiene previsto desarrollar en el futuro.

II.2. Snet.

En septiembre de 2004, ENDESA formalizó la compra a Charbonnages de France (CdF) de un 35% del capital social de la generadora Snet que venía a sumarse al 30% que había adquirido en 2002. De esta forma, la participación de ENDESA en Snet se situó en un 65%, permitiéndole el control de la gestión de esta empresa y alcanzando así una presencia significativa en el mercado eléctrico francés. Los restantes accionistas de Snet son CdF y Electricité de France (EdF).

En diciembre de 2006, Snet ha procedido al lanzamiento de su nuevo nombre comercial: "ENDESA France".

Esta empresa posee cuatro centrales térmicas de carbón en Francia, con una potencia instalada total de 2.477 MW que produjeron 8.248 GWh en 2006. Sus instalaciones se hallan repartidas por el territorio nacional: la central Émile 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).

Proyectos de desulfuración y desnitrificación

En 2005, comenzaron los trabajos de montaje de los sistemas de desulfuración y desnitrificación de dos grupos de 600 MW -- Provence 5 y Émile Huchet 6 --, lo que permitirá que ambos cumplan desde el 1 de enero de 2008 la Directiva europea relativa a la limitación de emisiones procedentes de grandes instalaciones de combustión.

En la central de Émile Huchet, la desnitrificación, fue ejecutada conforme al programa previsto y las pruebas continuarán hasta principios de 2007. El sistema de desulfuración, mucho más complejo, inició su funcionamiento en el mes de diciembre de 2006. En Provence, el avance del proyecto es globalmente satisfactorio.

Energía eólica

En 2006, Snet confirmó su voluntad de invertir en energías renovables, particularmente en energía eólica, de conformidad con lo establecido en su plan industrial presentado en 2005, con el objetivo de alcanzar 200 MW en instalaciones de estas tecnologías en el año 2010.

Ya en el año 2005, obtuvo el permiso de construcción del parque eólico de Lehaucourt, en la Región de Picardía. Este parque, de 10 MW, se halla en fase de construcción y su puesta en marcha está programada para el primer semestre de 2007.

En julio de 2006, la empresa recibió el permiso para la construcción del parque de Ambon, y en el mes de noviembre, el relativo al parque de Muzillac, ambos en la región de Bretaña. Estos parques suman 20 MW y se prevé que entrarán en funcionamiento en 2008.

Además, el proyecto de Les Moindreux, de 10 MW (en la región de Charentes Maritimes) recibió la opinión favorable en encuesta pública local, como primer paso para su aprobación.

Por último, hay otros dos proyectos en desarrollo por un total de 43,5 MW (17,5 MW en La Marne y 26 MW en Bretaña). En el mes de octubre, se obtuvieron los permisos para la construcción del primero de ellos (Cernon) y se espera que su construcción comience a principios de 2007, con el objetivo de conseguir su puesta en marcha a finales de 2008.

Actualmente la cartera de proyectos eólicos de la sociedad alcanza los 100 MW y cerca de la mitad dispone ya de autorización para su construcción.

Nuevos emplazamientos

En 2006, se firmaron acuerdos para la adquisición y reserva de dos nuevos emplazamientos:

- En junio se suscribió un acuerdo de protocolo con el puerto de Le Havre para la reserva durante 3 años de un terreno de 20 hectáreas. Se trata de un emplazamiento idóneo para la instalación de una central de carbón y durante el periodo de reserva se llevarán a cabo todos los estudios de viabilidad pertinentes.
- En julio se adquirió a la Mancomunidad del Municipio de Lacq el emplazamiento del mismo nombre, de 15 hectáreas. En él se prevé la instalación de dos unidades de 400 MW de ciclo combinado.

Plan Industrial

Durante 2006, Snet continuó desarrollando su Plan Industrial, que incluye la construcción de 5 unidades de ciclo combinado de 400 MW cada una, hasta alcanzar una nueva potencia de 2.000 MW en el horizonte de 2010.

Las nuevas unidades permitirán diversificar el combustible del parque de generación de la empresa, introduciendo el gas natural y compensando la parada definitiva de las unidades de Lucy 3, Hornaing 3 y Émile Huchet 5, previstas para antes de 2015.

Las dos unidades de 400 MW previstas en el emplazamiento de Émile Huchet ya han obtenido los permisos de construcción, además de la autorización para operar. El nuevo ciclo combinado de Hornaing cuenta también con permiso de construcción.

El desarrollo del resto de los proyectos de ciclo combinado sigue el calendario establecido y se encuentran en tramitación las autorizaciones administrativas pertinentes.

Participaciones de Snet

Snet posee un 69,58% de la sociedad propietaria de la central polaca de cogeneración de Bialystok en la que el Tesoro polaco tiene el resto del capital. Bialystok cuenta con una capacidad de 178 MWe y 468 MWt, equivalentes a 330 MWe. En 2006, produjo 1.604 GWh.

Además, Snet posee actualmente una participación del 45% en Soprolif, compañía francesa propietaria de una caldera de lecho fluido circulante de 250 MW de potencia. Snet, que contaba anteriormente con un 20% de participación en Soprolif, adquirió a finales del año 2006 el 25% que ENDESA Europa poseía en esta compañía, elevando así a su porcentaje de propiedad al 45% citado. El 55% restante es de EdF, a través de su filial EDEV.

Por último, Snet participa con un 50%, junto al grupo turco Alarko, 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. Durante su primer año de operación, esta central ha cumplido las expectativas técnicas.

II.3. Polonia

A pesar del cambio operado en la política de privatizaciones de compañías energéticas en Polonia y que ha impedido concluir el proceso de privatización de Dolna Odra, ENDESA Europa sigue apostando por el mercado polaco. En el mes de septiembre de 2006 creó ENDESA Polska, con sede en Varsovia, que nace como vehículo inversor de ENDESA Europa en Polonia así como para la comercialización a clientes mayoristas y el desarrollo de la gestión de la energía. En el mes de diciembre la Sociedad se ha adjudicado para el mes de enero 20 MW en la interconexión Polonia - Alemania.

Cabe recordar que ENDESA ya estaba presente en Polonia a través de la participación de control que su participada francesa Snet tiene en la central de Bialystok, de 330 MWe de potencia, y del 10% que posee en el mercado polaco (Towarowa Gielda Energii).

II.4. Grecia.

En abril de 2007 ENDESA Europa y la compañía griega Mytilineos Holding han formalizado un acuerdo para el desarrollo de proyectos de nueva capacidad en este país. A tal fin, han creado una "joint venture" en la que ENDESA Europa tendrá una participación mayoritaria del 50,01%. Por este acuerdo, Mytilineos aportará la totalidad de sus activos energéticos, así como las licencias que posee, lo que supone una cartera de 1.400 MW térmicos y 1.000 MW renovables. ENDESA Europa aportará capital por el valor de esos mismos activos.

II.5. 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.6. Negocios en el norte de África.

El 19 de enero de 2005, entró en servicio comercial la central de ciclo combinado de Tahaddart en Marruecos. Esta central, que cuenta con una potencia instalada de 384 MW y se encuentra ubicada en la localidad del mismo nombre, tiene como accionistas a la Office National d'Electricité (ONE), con un 48%, a ENDESA, con un 32%, y a Siemens, con un 20%.

III. NEGOCIO EN LATINOAMERICA.

III.1. Generación.

En total, las empresas eléctricas participadas por ENDESA en Latinoamérica poseían 14.317 MW de potencia instalada al cierre de 2006. 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 2006 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 ⁽¹⁾	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		4.508,2
Costanera	Argentina	1.997,1
CBA	Argentina	321,6
Dock Sud	Argentina	869,5
El Chocón	Argentina	1.200,0
Arroyito	Argentina	120,0
Brasil		979,6
Cachoeira Dourada	Brasil	658,0
Fortaleza	Brasil	321,6
Colombia		2.778,7
El Guavio	Colombia	1.163,0
Charquito, Limonar, Tinta y Tequendama	Colombia	76,6
La Junca	Colombia	19,5
Cadena Pagua (Guaca y Paraiso)	Colombia	601,2
Termozipa	Colombia	235,5
Betania	Colombia	540,9
Cartagena	Colombia	142,0
Perú		1.573,8
Ventanilla	Perú	457,0
Piura	Perú	146,0
Huinco	Perú	247,3
Matucana	Perú	128,6
Callahuanca	Perú	75,1
Moyopampa	Perú	64,7
Huampami	Perú	30,2
Santa Rosa	Perú	229,1
Yanango	Perú	42,6
Chimay	Peru	150,9
Edelnor	Perú	2,3

(1) No se tiene en cuenta la potencia de Atacama por no consolidar en el Grupo.

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

	Potencia instalada en Iberoamérica (MW)				
	2006	%Variación	2005	%Variación	2004
Chile	4.477	-	4.477	-	4.477
Argentina	4.508	0,3	4.493	-	4.492
Colombia	2.779	4,6	2.657	1,8	2.609
Perú	1.574	10,1	1.429	(0,5)	1.436
Brasil	979	(5,8)	1.039	-	1.039
TOTAL	14.317	1,6	14.095	0,3	14.053

Durante 2006, la potencia instalada se incrementó en 222 MW, como consecuencia fundamentalmente del cierre a ciclo combinado la segunda turbina de gas de Edegel (Perú) y de la adquisición de una central de fuel-gas en Cartagena de Indias (Colombia).

Por otro lado, se produjeron bajas de capacidad instalada en Brasil, debido a la venta de activos de generación hidráulica propiedad de Ampla (60 MW) y en Colombia, donde se cerró la central hidráulica de San Antonio, de 19,5 MW.

ENDESA continuó aprovechando en 2006 las oportunidades de inversión que se le presentan en el negocio de generación. Sus compañías participadas tienen varias centrales en construcción en Chile y Perú, así como algunos proyectos en estudio.

Chile: San Isidro II y Palmucho.

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

- Desde abril de 2007 opera con turbina de gas en ciclo abierto, con una potencia de 248 MW.
- En el primer trimestre de 2008 está prevista su entrada en operación en ciclo combinado con fuel-oil, y con una potencia de 310 MW.
- En el primer semestre de 2009, la planta funcionará en ciclo combinado con gas natural, llegando a una potencia de 377 MW.

Asimismo, la compañía está desarrollando la central hidroeléctrica Palmucho, ubicada en la región Biobío. 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, 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.

Chile: Regasificadora en sistema interconectado central.

ENDESA Chile participa, junto con las compañías Metrogas y ENAP, en la construcción de una planta de regasificación en la bahía de Quintero.

Esta terminal cumplirá un papel clave en el abastecimiento de gas en la zona central del país. Abastecerá de gas a la central de ciclo combinado San Isidro II, entre otras instalaciones. La planta proyectada podrá procesar 9,6 millones de m³ de gas por día, y tendrá una capacidad de almacenamiento de 320 mil m³ de GNL, en dos grandes estanques. A la fecha actual se estima que esta planta entrará en explotación de forma provisional en 2009 y operará de forma definitiva a partir de mediados del año 2010.

Chile: Proyecto Aysén.

Durante 2006, se iniciaron los estudios para el posible aprovechamiento del potencial hidrológico de la zona de Aysén (XI Región). Para ello ENDESA ha creado la sociedad Centrales Hidroeléctricas Aysén S.A., en las que ENDESA Chile y Colbún tendrán una participación del 51% y del 49%, respectivamente.

De llevarse a cabo este proyecto, supondría la incorporación de aproximadamente 2.355 MW de potencia instalada al sistema eléctrico chileno, haciendo una aportación muy relevante a la seguridad de suministro del país. La inversión estimada para la construcción de esta potencia está en el torno de los 2.100 millones de dólares. Asimismo, para que este proyecto se lleve a cabo es necesaria la construcción de una línea de transporte de energía de alta tensión de unos 2.000 Km. de longitud, cuya inversión estimada es de 1.500 millones de dólares, y que desarrollaría la empresa Transelec.

Perú: ciclos combinados de la central Ventanilla (Edegel).

En 2003, la compañía peruana Etevensa (fusionada a Edegel en el ejercicio 2006) ganó la licitación para el suministro de gas natural de Camisea, que incluía el compromiso de aumentar

la capacidad instalada de su central térmica de Ventanilla. Para ello, la compañía convirtió las dos turbinas de la 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 entró en funcionamiento en junio de 2006. Posteriormente, en el mes de septiembre, se completó la transformación de la segunda turbina a ciclo combinado cerrado.

Como resultado de todas estas ampliaciones, la potencia de la central de Ventanilla se ha incrementado en cerca de 173 MW.

De esta forma, se ha transformado una central que funcionaba de manera marginal con fuel, en una central de unos 500 MW de ciclo combinado que ha sido la primera de Perú en utilizar un recurso autóctono tan importante para el país como es el gas del yacimiento de Camisea y que, por consiguiente, ha hecho posible el desarrollo de este proyecto país.

Colombia: adquisición de Termocartagena.

En 2006, ENDESA adquirió la central de fuel-gas de Termocartagena, situada en Cartagena de Indias, cuya potencia declarada al cierre de 2006 es de 142 MW. En la actualidad se encuentra en proceso de repotenciación.

ENDESA Eco.

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. Se estima que la instalación entrará en funcionamiento en 2008.

Otro de los proyectos que está desarrollando ENDESA Eco es el Parque Eólico Canela, que tendrá una potencia instalada de 18 MW y entrará en funcionamiento a finales de 2007.

Además, se encuentra en fase de estudio la minicentral Piruquina en la Isla de Chiloé, con una potencia de 6,1 MW, que entrará en funcionamiento a principios de 2010.

III.2. Transporte.

Cien.

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.

Siepac.

En 2006, licitó la construcción del Proyecto Siepac, interconexión eléctrica entre Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá a través de una línea troncal de 1.880 kilómetros de longitud, 230 kV de tensión y cuya finalización y entrada en operación comercial está prevista para 2009. La inversión total estimada es de unos 370 millones de dólares.

En el proceso de licitación compitieron 12 empresas. Resultaron adjudicatarias la mexicana Techint para el Lote 1 (Guatemala, El Salvador y Honduras) y la española Abengoa para el Lote 2 (Nicaragua, Costa Rica y Panamá).

Durante el año 2005, la compañía ISA de Colombia (Interconexión Eléctrica S. A.) se incorporó como octavo socio de la Empresa Propietaria de la Red (en adelante, "EPR"). Además, EPR cumplió en ese mismo ejercicio con todas las condiciones previas a fin de acceder a los desembolsos del préstamo de Banco Interamericano de Desarrollo para financiar la construcción. Asimismo, el Banco Centroamericano de Integración Económica ha otorgado al proyecto una financiación complementaria y ha autorizado suscribir dos créditos adicionales.

Otros activos de transporte.

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 otro lado, 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.

III. Distribución.

ENDESA está presente en el negocio de distribución en Latinoamérica, suministrando electricidad en cinco de los seis principales núcleos urbanos de la región (Buenos Aires, Bogotá, Santiago de Chile, Lima y Río de Janeiro). A través de las seis compañías distribuidoras en las que participa en la región, en 2006 suministró a sus clientes un volumen de energía de 58.281 GWh, contando con una red de distribución de más de ___ kilómetros y una base de más de ___ millones de clientes al cierre del ejercicio.

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 2006 de tan solo 81 millones de euros, su valor de mercado a esa fecha se sitúa en 513 millones de euros aproximadamente.

IV.1. 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. 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 en 2007 de 18,7 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 Kyoto

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 Kyoto 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.

Durante el ejercicio 2006 ENDESA ha recibido gratuitamente derechos de emisión equivalentes a 53 millones de toneladas conforme a los planes nacionales de asignación aprobados en España, Francia, Italia y Polonia. Dichos planes estipulan también la asignación gratuita de derechos de emisión en el año 2007 por una cantidad igual a 57 millones de toneladas. Los consumos de derechos de emisión del Grupo ENDESA durante el ejercicio 2006 han ascendido a 62 millones de toneladas, habiéndose cubierto los mismos mediante los derechos de emisión asignados gratuitamente (53 millones de toneladas), y mediante la compra de derechos en el mercado (9 millones de toneladas). A 31 de diciembre de 2006 la provisión correspondiente a las emisiones realizadas por el Grupo durante el ejercicio 2006 asciende a 418 millones de euros. De este importe, 334 millones de euros se cubrirán con los derechos de emisión recibidos de los correspondientes Planes Nacionales de Asignación y 84 millones de euros con las compras de derechos realizadas en el ejercicio.

Con fecha 24 de noviembre de 2006, el Consejo de Ministros aprobó el PNA 2008-2012, que fue publicado en el Boletín Oficial del Estado (en adelante, "BOE") mediante el Real Decreto 1370/2006, de 25 de noviembre de 2006. En esa fecha se ha enviado a la Comisión Europea para su análisis y aprobación. Este PNA establece un volumen de derechos a asignar a los sectores e instalaciones afectadas por la Ley 1/2005 de 144,85 Mt/año, a los que se añaden 7,825 Mt/año de reserva para nuevos entrantes (un 5,4% de la asignación anual), lo que resulta un total de 152,673 Mt/año de derechos de emisión.

Para el caso del sector eléctrico se establece una asignación promedio de 54, 053 Mt/año, con la posibilidad de utilización de créditos provenientes de los proyectos asociados a los mecanismos de flexibilidad del protocolo de Kyoto.

El PNA también define las metodologías de reparto de estas asignaciones sectoriales que se pretenden aplicar para obtener las asignaciones individuales por instalaciones. Sin embargo no realiza el reparto de los derechos de emisión por instalaciones, ya que ese reparto se realiza, según establece el artículo 19 de la Ley 1/2005, tras la correspondiente solicitud de las asignaciones por parte de los propietarios de las instalaciones afectadas.

En el caso de ENDESA esta solicitud de asignaciones se entregó por procedimiento administrativo, para todo su parque de generación afectado por la Ley 1/2005, el pasado 28 de diciembre, dentro del plazo establecido por el Ministerio de Medio Ambiente para cursar dichas solicitudes.

El 26 de febrero de 2007 la Comisión se ha pronunciado sobre el PNA 2008-2012 presentado por la Administración Española, proponiendo que se modifique ligeramente el total de la asignación considerado inicialmente (pasa de un valor inicial de 152,67 Mt/año a 152, 2 Mt CO₂/año) y variando el límite de utilización de créditos provenientes de los mecanismos basados en proyectos a un valor aún no del todo bien definido que se calcula como el porcentaje equivalente al cociente entre la diferencia entre las emisiones comprobadas de 2005 y la asignación media anual prevista en el PNA 2008-2012, y dicha asignación.

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.

En Italia, la propuesta oficial del PNA de Emisiones se publicó el 18 de diciembre de 2006 y se remitió a la Comisión Europea en esa fecha. Este PNA 2008-2012 fija una asignación promedio de 209 Mt/año de derechos de emisión. Para el sector eléctrico se establece una asignación promedio anual de 106 Mt, con la posibilidad de utilización de créditos provenientes de los proyectos asociados a los mecanismos de flexibilidad del protocolo de Kyoto de hasta un 25% de la asignación individual a una instalación.

La Comisión Europea debate sobre la propuesta del Gobierno Italiano para dictar un juicio en cuanto a posibles modificaciones del Plan o bien dar su conformidad. Una vez aprobado el Plan, se realizara una consulta pública a nivel nacional. Hasta que el Plan no este definitivamente aprobado no pueden conocerse las cantidades de derechos de emisión asignadas a las instalaciones propiedad de ENDESA Italia.

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 PNA francés para el periodo 2008-2012 enviado a la Comisión Europea el 15 de septiembre de 2006 ha sido rechazado en primera instancia. Un nuevo plan ha sido adoptado el 27 de diciembre de 2006 reduciendo las asignaciones globales en un 17% en relación al primer plan. Este nuevo plan que contiene los nuevos repartos de emisiones por instalación fue enviado a la Comisión en enero de 2007.

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

La propuesta oficial del PNA de Emisiones de Polonia, fue remitido a la Comisión Europea el 30 de junio 2006. Bruselas está analizando el contenido del Plan para una vez llegado a un consenso, emitir los comentarios en cuanto a posibles modificaciones del mismo o bien dar su conformidad. Para las instalaciones de Elektrociepownia Bialystok SA se ha solicitado un aumento de derechos del 2,4% con respecto al periodo anterior. Hasta que el Plan no esté definitivamente aprobado no pueden conocerse las cantidades de derechos de emisión asignadas a las instalaciones propiedad de ENDESA.

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.

En el comercio de emisiones, ENDESA ha llevado a cabo operaciones de adquisición de derechos de emisión de la Unión Europea, participando activamente en el mercado europeo. Una parte importante en la estrategia de cambio climático de ENDESA, es su participación en los mecanismos flexibles de reducción de emisiones basados en proyectos. En 2006, ENDESA se ha conformado como un actor internacionalmente reconocido en el campo del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (en adelante, "MDL"), destacando el funcionamiento de la ENDESA Climate Initiative (en adelante, "ECI"), ya que durante este año ENDESA ha superado el objetivo marcado para la compra de toneladas de CO₂.

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.

Beneficio neto.

ENDESA consiguió un beneficio neto de 2.969 millones de euros en el ejercicio 2006, un 6,7% menor que el del ejercicio 2005, en el que se registró una plusvalía neta de 1.115 millones de euros por la venta de Auna. Si no se considera el efecto neto de las plusvalías por ventas de activos en ninguno de los dos ejercicios, el resultado neto de 2006 se sitúa en 2.576 millones de euros, con un incremento del 40% respecto del obtenido en 2005.

Estos resultados incluyen la mejor estimación realizada por ENDESA de los efectos del Real Decreto Ley 3/2006 con la información disponible en la fecha de cierre de las cuentas, que ha considerado lo establecido en dicha norma y la interpretación de la misma realizada por la CNE.

Para realizar esta estimación se han analizado los distintos escenarios que podrían derivarse de una interpretación razonable del Real Decreto Ley 3/2006. Las diferencias positivas o negativas del resultado de cada uno de los escenarios contemplados sobre los importes registrados en las cuentas de 2006 no son en ningún caso significativas para el conjunto de los estados financieros del Grupo. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha anunciado que el importe definitivo del déficit de las actividades reguladas no se conocerá antes de junio de 2007, por lo que las diferencias, si las hubiese, sobre las cifras registradas en las cuentas del ejercicio 2006 se registrarían en 2007.

El beneficio neto de ENDESA en 2005 se situó 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.

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 2004, 2005 y 2006:

	Evolución del beneficio neto		
	Millones de euros		
	2006	2005	2004
España y Portugal	1.843	1.358	888
Resto de Europa	493	425	169
Latinoamérica	462	262	127
Otros negocios	171	1.137	69
TOTAL	2.969	3.182	1.253

9.2. Resultado de explotación.

Tanto la generación (+0,6%) como las ventas totales de electricidad de la Compañía (+8,3%) crecieron en el ejercicio 2006 medidas en términos físicos. En 2006 los incrementos de la generación en Europa y Latinoamérica fueron especialmente elevados, con crecimientos del 5,4% y 7,1%, respectivamente, lo que compensó el descenso de la generación en España (-5,9%). Por lo que respecta a las ventas totales de electricidad, los incrementos fueron del 8,5%, del 11,4% y del 5,5%, respectivamente, en los negocios de España y Portugal, Europa y Latinoamérica. En el ejercicio 2006, ENDESA cubrió el 84,6% de sus ventas totales de electricidad en el conjunto de sus mercados mediante generación procedente de sus propias centrales.

	Producción y ventas de electricidad (GWh)					
	Producción			Ventas		
	2006	2005	2004	2006	2005	2004
España y Portugal	88.088	93.625	95.679	109.412	100.868	96.731
Resto de Europa	35.575	33.749	25.053	52.606	47.221	32.172
Latinoamérica	62.028	57.890	55.106	58.281	55.246	52.314
TOTAL	186.411	185.264	175.838	220.299	203.335	181.217

Las ventas totales de la Compañía ascendieron a 19.637 millones de euros en 2006, con un incremento del 12,2% respecto de 2005, un porcentaje de crecimiento mayor que el que registraron en términos físicos. Esto fue debido a los incrementos de los precios de la electricidad que se produjo con carácter general en los países en los que opera la Compañía, como consecuencia de los mayores costes de la generación eléctrica.

El crecimiento de las ventas en el ejercicio 2006 cubrió el incremento del 11,5% de los aprovisionamientos y servicios (costes variables) que tuvo lugar como consecuencia fundamentalmente de crecimientos experimentados por los costes de los combustibles y de la energía adquirida. El margen de contribución ascendió a 10.434 millones de euros, con un incremento del 14,3% respecto del obtenido en el ejercicio 2005.

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

En el ejercicio 2005 el descenso de la producción en el negocio de España y Portugal se debió 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, en 2005 el fuerte crecimiento de la producción en Europa (+34,7%) fue 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 en 2005 (+5,1%) respondió 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 Ventanilla (Perú).

ENDESA cubrió 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 cubrió el 92,8% de su demanda con producción propia.

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

En el año 2004 la producción total de ENDESA fue 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 situó en 97.694 GWh, lo que representó un crecimiento del 4,2% respecto de 2003.

En cuanto a las ventas totales de electricidad, se situaron 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 crecieron conjuntamente un 22,4%, y las de ENDESA Italia, que lo hicieron en un 38,3%.

La capacidad de los ingresos para cubrir la evolución de los costes ha dado lugar a fuertes incrementos del Margen de Contribución, del resultado bruto de explotación (EBITDA) y del resultado de explotación (EBIT) durante el período:

	Millones de euros								
	Margen de Contribución			EBITDA			EBIT		
	2006	2005	2004	2006	2005	2004	2006	2005	2004
España y Portugal	5.859	5.202	4.352	3.835	3.266	2.472	2.705	2.264	1.432
Resto de Europa	1.466	1.223	830	1.116	887	535	846	618	370
Latinoamérica	3.109	2.698	2.180	2.188	1.878	1.522	1.688	1.376	1.054
Otros negocios	-	3	11	-	(11)	(8)	-	(14)	(10)
TOTAL	10.434	9.126	7.373	7.139	6.020	4.521	5.239	4.244	2.846

En el ejercicio 2006 los negocios eléctricos fuera del mercado ibérico supusieron el 46,3% del resultado bruto de explotación y el 48,4% del resultado de explotación. En el ejercicio 2005 los negocios eléctricos fuera del mercado ibérico supusieron el 45,8% del resultado bruto de explotación y el 46,8% del resultado de explotación, confirmado el carácter multinacional de la Compañía.

I. NEGOCIO DE ESPAÑA Y PORTUGAL.

El beneficio neto del negocio de ENDESA en España y Portugal ascendió a 1.843 millones de euros en el ejercicio 2006, con un crecimiento del 35,7% respecto de 2005 y una contribución del 62,1% al resultado neto total de la Compañía. El resultado bruto de explotación (EBITDA) fue de 3.835 millones de euros, un 17,4% mayor que el del ejercicio 2005, y el resultado de explotación (EBIT) de 2.705 millones de euros, con un incremento del 19,5%.

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

Estos excelentes resultados se debieron principalmente a la gestión activa del negocio, orientada al aprovechamiento de sus sólidos fundamentos y ventajas competitivas, en el marco de las relevantes novedades regulatorias que se han producido a lo largo del pasado año.

Por lo que se refiere a la gestión operativa del negocio, destaca el mantenimiento del adecuado equilibrio entre generación y mercado, la mejora del "mix" de producción peninsular, el mayor grado de utilización del parque termoeléctrico que el del resto del sector, la evolución también más favorable de los costes de combustibles, los avances en el Plan de Nueva Capacidad, la obtención de mejoras de calidad del suministro, el mantenimiento de una actividad de comercialización que facilita una favorable cobertura respecto de la evolución de los precios del mercado mayorista y una presencia activa en el mercado de Mecanismos de Desarrollo Limpio que le permite disponer de una cartera de certificados de derechos de emisión suficiente para hacer frente a los compromisos de limitación de emisiones de sus instalaciones en España y resto de Europa.

En cuanto a las novedades regulatorias, el impacto negativo sobre las cuentas del ejercicio 2006 derivado de contabilizar el efecto de aplicar el Real Decreto Ley 3/2006, ascendió a 224 millones de euros después de impuestos.

Los precios de mercado de la electricidad objetivos y transparentes que, tal y como indica el propio Real Decreto Ley 3/2006, serán la base para que el Gobierno fije el precio definitivo que se habrá de aplicar a la electricidad vendida a consumidores del mercado regulado en los territorios en los que la Compañía opera como distribuidora, fue durante el ejercicio 2006 claramente superior a los 42,35 euros/MWh fijados de forma provisional. El efecto positivo que, en su caso, pueda producirse al fijar el precio definitivo se registrará en las cuentas del ejercicio 2007.

Asimismo, está pendiente de concretar por parte del Gobierno la aplicación de la reducción de los ingresos de la generación relacionada con los derechos de emisión de gases de efecto invernadero establecida en el Real Decreto Ley 3/2006. Las cuentas del ejercicio 2006 incluyen una reducción de

121 millones de euros correspondiente a la mejor estimación realizada por ENDESA en la fecha del cierre de las mismas, teniendo en cuenta lo establecido en el citado Real Decreto Ley y la interpretación realizada por la CNE sobre este asunto.

Por otro lado, en las cuentas de 2006 se ha registrado el ingreso correspondiente a las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular que superaban los importes que fueron contabilizados a 31 de diciembre de 2005. Estas mayores compensaciones, calculadas de acuerdo con lo establecido en las Ordenes Ministeriales aprobadas el 30 de marzo de 2006, ascienden a 227 millones de euros, importe que ha sido registrado como ventas con un efecto final sobre el resultado neto de 186 millones de euros.

Por último, cabe advertir de que los resultados de este negocio incluyen la mejor estimación realizada por ENDESA de los efectos del Real Decreto Ley 3/2006 con la información disponible en la fecha de cierre de las cuentas, que ha considerado lo establecido en dicha norma y la interpretación de la misma realizada por la CNE.

Para realizar esta estimación se han analizado los distintos escenarios que podrían derivarse de una interpretación razonable del Real Decreto Ley 3/2006. Las diferencias positivas o negativas del resultado de cada uno de los escenarios contemplados sobre los importes registrados en las cuentas de 2006 no son en ningún caso significativas para el conjunto de los estados financieros del Grupo. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha anunciado que el importe definitivo del déficit de las actividades reguladas no se conocerá antes de junio del 2007, por lo que las diferencias, si las hubiese, sobre las cifras registradas en las cuentas del ejercicio 2006 se registrarían en 2007.

Ingresos.

La distribución por conceptos de los ingresos de explotación del negocio de España y Portugal en los ejercicios 2004, 2005 y 2006 es la siguiente:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
Generación peninsular en Régimen Ordinario			
Ventas a clientes del mercado liberalizado	1.789	1.487	1.247
Resto de ventas en el OMEL	2.360	3.012	1.891
Generación en Régimen Especial	256	240	121
Ingreso regulado de distribución	1.784	1.602	1.564
Generación y comercialización extrapeninsulares (*)	2.098	1.548	1.004
Comercialización a clientes liberalizados fuera de España	299	220	170
Ingreso regulado de distribución de gas	46	39	36
Comercialización de gas	647	326	160
Otras ventas y prestación de servicios	241	287	455
TOTAL	9.520	8.761	6.648

* La cifra de 2006 incluye un importe de 227 millones de euros correspondiente a las compensaciones por los sobrecostes de la generación extrapeninsular de años anteriores, calculadas de acuerdo con lo establecido por las Ordenes Ministeriales aprobadas el 30 de marzo de 2006, que superaban los importes registrados a 31 de diciembre de 2005.

Los ingresos del negocio de España y Portugal se situaron en 10.090 millones de euros en el ejercicio 2006, con un crecimiento del 8,8% respecto del ejercicio 2005. De esta cantidad, 9.520 millones de euros corresponden a la cifra de ventas, lo que supone un incremento del 8,7%. Este aumento fue consecuencia fundamentalmente del crecimiento de la demanda, del aumento del precio y del volumen de las ventas a clientes liberalizados, de los mayores precios registrados en el mercado mayorista en los meses de enero y febrero, es decir, antes de la aplicación del Real Decreto Ley 3/2006 y de la aplicación de las Ordenes Ministeriales que regulan la retribución de la generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Las ventas en 2005 se incrementaron 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 hidraulicidad 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 equilibrado 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.

Generación peninsular.

La producción eléctrica peninsular de ENDESA fue de 74.347 GWh en el ejercicio 2006, un 6,8% menor que la del año 2005. De esa cifra total, 71.871 GWh corresponden a la generación en régimen ordinario, con un descenso del 7,5%, y 2.476 GWh a la generación en régimen especial, que creció un 16,8%.

El descenso de la generación en régimen ordinario se debió fundamentalmente a la mayor producción hidroeléctrica del conjunto del sistema, a las paradas por revisión programada de diversos grupos térmicos y a la estrategia de ENDESA de priorizar la rentabilidad sobre la cuota de mercado.

Distribución de Ventas por destinos	
	GWh
Ventas a comercialización por contratación bilateral	33.350
Ventas a la distribución a partir del 3 de marzo de 2006 (42,35 euros/MWh)	19.407
Resto de ventas al “pool”	19.114
TOTAL	71.871

La cifra de ventas de la generación en régimen ordinario ascendió a 4.149 millones de euros en 2006, cantidad menor en 350 millones de euros que la de 2005, lo que supone una reducción del 7,8%. Este importe incluye las ventas efectuadas a partir del 3 de marzo de 2006 a ENDESA Distribución para el suministro a consumidores del mercado regulado en los territorios en los que ENDESA distribuye electricidad, las cuales se registraron al precio provisional de 42,35 euros/MWh, según lo establecido en el Real Decreto Ley 3/2006.

Este precio provisional es menor que el precio medio real registrado en el “pool”, que fue de 64,83 euros/MWh en el año 2006, un 3,2% superior que el del ejercicio 2005.

Como se acaba de indicar, ENDESA ha registrado en sus cuentas del ejercicio 2006 las ventas de generación destinadas a los clientes del mercado regulado peninsular de los territorios en que ENDESA es distribuidor al precio provisional de 42,35 euros/MWh, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Ley 3/2006. Cabe subrayar, como antes se ha indicado, que el propio Real Decreto Ley establece que este precio será actualizado en función de las cotizaciones de los mercados de electricidad objetivos y transparentes.

Dado que estos precios fueron superiores a 42,35 euros/MWh, ENDESA tiene un derecho de cobro adicional no registrado en las cuentas del ejercicio 2006, al tratarse de un activo contingente sujeto al establecimiento legal del precio definitivo que, en su caso, será registrado en las cuentas de 2007.

El impacto negativo sobre las cuentas del ejercicio 2006 de vender al precio provisional de 42,35 euros/MWh, según establece el Real Decreto Ley 3/2006, los 19.407 GWh de la producción desde marzo a diciembre de 2006 que coincide con la electricidad vendida a consumidores regulados en los territorios en que ENDESA opera como distribuidora, ascendió a 224 millones de euros antes de impuestos.

Por otro lado, para obtener la cifra de ventas antes citada, se han deducido como resultado de la aplicación del Real Decreto Ley 3/2006, los 121 millones de euros que se ha estimado que se descontarán del importe a recuperar de la financiación del déficit de las actividades reguladas en concepto de derechos de emisión de CO₂ recibidos de forma gratuita.

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

La producción eléctrica peninsular de ENDESA en régimen ordinario fue 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 prolongó 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.

En 2004, la demanda eléctrica del sistema peninsular español creció un 5,3% respecto del año anterior. La generación en régimen ordinario creció 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 fue de 84.544 GWh, lo que supuso 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 supuso una cuota de mercado del 41,8%.

Generación de las centrales de ENDESA del régimen especial.

Las empresas del régimen especial que consolidan en ENDESA por integración global han producido 2.476 GWh durante el ejercicio 2006, lo que supone un crecimiento del 16,8%. Además, ENDESA participa en otras sociedades de este régimen que han producido 3.742 GWh en ese mismo período.

En 2006 los ingresos por las ventas de generación del régimen especial correspondientes a las empresas consolidadas ascendieron a 256 millones de euros, un 6,7% más que en el ejercicio 2005, lo que ha contribuido a la generación de un resultado bruto de explotación de 176 millones de euros, con un incremento del 19,7% respecto de 2005, y un resultado de explotación de 115 millones de euros, con un crecimiento del 15%.

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

Los ingresos por las ventas de generación del régimen especial correspondientes a las empresas consolidadas ascendieron en 2005 a 240 millones de euros, un 98,3% más que en el año 2004, lo que contribuyó 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, generaron 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 produjeron 3.600 GWh.

Comercialización a clientes del mercado liberalizado.

Por lo que se refiere a la actividad de comercialización a clientes del mercado liberalizado, y diferenciándose de las decisiones adoptadas por otros operadores de renunciar en lo sucesivo a esta

actividad ante la evolución de los precios del “pool” y las novedades regulatorias registradas al respecto, ENDESA ha apostado por la aplicación de una estrategia comercial selectiva.

Esta estrategia, centrada en los clientes que aportan mayor valor, le permite aprovechar las ventajas de la integración vertical generación-comercialización y la elevada competitividad de su “mix” de generación, proporcionándole una adecuada cobertura frente al riesgo regulatorio y a la volatilidad de los precios del mercado mayorista, así como la obtención de una rentabilidad razonable y garantizada a medio y largo plazo para el negocio de generación. Cabe destacar al respecto que el precio medio de venta a clientes finales del mercado liberalizado de la Compañía se ha incrementado en un 14,9% con respecto a 2005, como consecuencia de la aplicación de la estrategia citada.

El número de clientes de ENDESA en el mercado liberalizado era de 1.077.806 a 31 de diciembre de 2006. De ellos, 1.012.751 eran clientes del mercado liberalizado peninsular, 61.255 del extrapeninsular y 3.800 de mercados liberalizados europeos fuera de España.

Las ventas de ENDESA al conjunto de estos clientes alcanzaron la cifra de 37.813 GWh en 2006, un 2,8% más que en 2005. De esta cantidad, 33.534 GWh se vendieron en el mercado liberalizado español, con un incremento del 3,1% respecto del ejercicio 2005, y 4.279 GWh en mercados liberalizados europeos, con un crecimiento del 1,0%.

En términos económicos, en 2006 las ventas en el mercado liberalizado español ascendieron a 1.926 millones de euros, sin incluir los peajes correspondientes a ENDESA Distribución, con un incremento del 20% respecto de 2005. De ese importe, 1.789 millones de euros correspondieron al mercado liberalizado peninsular y 137 millones de euros al extrapeninsular. A su vez, los ingresos por ventas a clientes de mercados liberalizados europeos fuera de España fueron de 299 millones de euros, con un crecimiento del 35,9%.

Por lo que se refiere a la atención comercial, el índice de retención de los clientes de ENDESA que se pasan al mercado liberalizado fue del 101,9%, lo que quiere decir que la Compañía gana más clientes que los que pierde como resultado de este flujo de tránsitos. Este porcentaje refleja un elevado grado de fidelidad a la Compañía.

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 ascendieron a un total de 36.773 GWh en 2005, un 18,7% más que en 2004. De esa cantidad, 32.537 GWh se vendieron 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 ascendieron en 2005 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 correspondieron 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 fueron 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 situó en el 90,5%.

Distribución.

La energía distribuida por ENDESA en el mercado español fue de 115.063 GWh en 2006, lo que supone un aumento del 2,9% respecto de 2005.

En 2006 el ingreso regulado de la actividad de distribución se situó en 1.784 millones de euros, un 11,4% más que en el ejercicio 2005. Este ingreso incluye 43 millones de euros en concepto de reliquidaciones de años anteriores, fundamentalmente por incentivo de pérdidas. Si se descuenta

este efecto, el ingreso citado crece un 8,7%. Por lo que se refiere al suministro de electricidad a clientes finales del mercado regulado, ascendió a 71.599 GWh en 2006, lo que supone un incremento del 11,7% con respecto a 2005.

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

El ingreso regulado de la actividad de distribución fue de 1.602 millones de euros, un 2,4% más que en 2004.

ENDESA suministró 64.095 GWh a clientes del mercado regulado español en 2005. Sin embargo, siguiendo el criterio de las NIIF, la facturación correspondiente no se registró 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 fue de 92.643 GWh, de los cuales 61.622 GWh se comercializaron a clientes que reciben el suministro a través de tarifa regulada.

Generación extrapeninsular.

La producción de ENDESA en los sistemas extrapeninsulares fue de 14.461 GWh en el ejercicio 2006, con un incremento del 4,7% respecto del año anterior. Las ventas ascendieron a 2.098 millones de euros, con un aumento del 35,5%. La cifra de ventas incluye 227 millones de euros correspondientes a compensaciones adicionales a las contabilizadas a 31 de diciembre de 2005 por los sobrecostes de los sistemas extrapeninsulares del período 2001-2005, que fueron reconocidas en las Ordenes Ministeriales de 30 de marzo de 2006.

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

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

CTC tecnológicos y déficit de ingresos regulados.

A 31 de diciembre de 2005 el Grupo tenía el derecho de percibir hasta el año 2010 una Retribución Fija por Tránsito a la Competencia por un importe máximo de 828 millones de euros. En el ejercicio 2006 el Real Decreto-Ley 7/2006 por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético deroga la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico sobre los CTC, lo que supone la desaparición de los mismos. La supresión del mecanismo de los CTC no tiene impacto alguno sobre los estados financieros del Grupo ya que los mismos no recogían ningún activo por este concepto.

El aumento de la tarifa eléctrica en 2006, las medidas adoptadas en el Real Decreto Ley 3/2006 para reducir el déficit de ingresos de las actividades reguladas y la disminución de la partida destinada a la moratoria nuclear no fueron suficientes para conseguir que los ingresos regulados del sistema cubrieran la totalidad de los costes del mismo en 2006, especialmente los de generación. Como consecuencia de ello, se produjo un déficit en los ingresos de las actividades reguladas estimado en 3.311 millones de euros, de los que a ENDESA le corresponde financiar 1.462 millones.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se fija la tarifa eléctrica para 2007, ENDESA recuperará la totalidad del importe financiado, una vez descontados los 121 millones de euros correspondientes a la valoración de los derechos de emisión de CO₂ que le fueron asignados gratuitamente en los dos primeros meses de 2006, por lo que los 1.341 millones de euros restantes se han registrado como activo financiero.

Los ingresos regulados de 2005 no fueron suficientes para cubrir los costes del sistema, por lo que se generó también 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 estableció la tarifa eléctrica para 2006, ENDESA tenía derecho a la completa recuperación de las cantidades abonadas, sin perjuicio de que el 1 de julio de 2006 el Gobierno estableció, mediante Real Decreto, el procedimiento concreto para su devolución. Por ello, las cuentas de ENDESA a 31 de diciembre de 2005 incluían un activo de carácter financiero de 1.581 millones de euros para recoger el derecho de recuperación de los importes que había aportado por este concepto.

Con fecha 20 de noviembre de 2006 ENDESA formalizó un contrato de cesión de la totalidad de los derechos de crédito del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España correspondiente al ejercicio 2005 con BNP Paribas y Banesto. El importe de la venta ha ascendido a 1.676 millones de euros. Este importe podrá verse modificado en función de los posibles cambios que pudieran producirse en determinadas variables de la liquidación de este derecho de cobro sobre lo previsto para el cálculo del precio de compra.

Distribución y comercialización de gas.

ENDESA vendió un total de 27.479 GWh en el conjunto del mercado español de gas natural en el año 2006, lo que supone un incremento del 21,6% respecto de 2005. De esta cantidad, 23.697 GWh fueron vendidos a clientes del mercado liberalizado, lo que representa un incremento del 27,7% respecto de las ventas realizadas en 2005, y 3.782 GWh a clientes del mercado regulado a través de las sociedades gasistas en las que ENDESA participa en España, con un descenso del 6,3% respecto del período 2005.

Los 27.479 GWh totales vendidos en el conjunto de los mercados liberalizado y regulado, junto con los consumos de las propias centrales de ENDESA, suponen una cuota total de mercado del 11,6%.

En términos económicos, los ingresos por ventas de gas en el mercado liberalizado ascendieron a 647 millones de euros, con un aumento del 98,5%. El ingreso regulado por la actividad de distribución de gas fue de 46 millones de euros, un 17,9% mayor que el del ejercicio 2005. Ambos negocios aportaron conjuntamente un margen de contribución de 150 millones de euros.

En 2005 ENDESA vendió 21.134 GWh de gas a través de las sociedades incluidas en su perímetro de consolidación por integración global, lo que representó un incremento del 46,5% respecto del año anterior. De esa cantidad, 18.558 GWh se vendieron 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 ascendieron a 4.037 GWh, un 1,5% menos que en 2004.

Por lo que se refiere a la distribución, ENDESA distribuyó en 2005 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 suponía una cuota total de mercado del 12%.

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

En 2004 las ventas de las sociedades en las que ENDESA posee participación mayoritaria se situaron en 14.425 GWh, lo que supuso 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 ascendieron a 4.098 GWh, con un incremento del 7,2% respecto de 2003.

Otros ingresos de explotación.

Los otros ingresos de explotación ascendieron a 570 millones de euros en 2006, es decir, 57 millones más que en el ejercicio anterior. Este epígrafe incluye 254 millones de euros por la imputación como ingreso de la parte de los derechos de emisión de CO₂ asignados a ENDESA en el marco del PNA por las emisiones realizadas a lo largo del año 2006.

Esta cifra es inferior en 83 millones de euros a la de 2005 debido fundamentalmente al menor precio al que se han valorado los derechos recibidos en 2006 respecto de los que se recibieron en 2005. Este menor ingreso ha quedado compensado, a su vez, por el menor gasto registrado por el consumo de estos derechos.

En 2005 los otros ingresos de explotación fueron de 513 millones de euros, es decir, 442 millones mayores que los de 2004. Este epígrafe incluía 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 2004, 2005 y 2006 es la siguiente:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
Aprovisionamientos y servicios	4.231	4.072	2.367
Compras de energía	995	875	434
Consumo de combustibles	2.143	2.057	1.546
Gastos de transporte de energía	365	273	189
Otros aprovisionamientos y servicios	728	867	198
Personal	1.062	1.041	985
Otros gastos de explotación	1.124	1.034	1.028
Amortizaciones	1.130	1.002	1.040
TOTAL	7.547	7.149	5.420

Compras de energía.

Las compras de energía en 2006 se situaron en 995 millones de euros, con un aumento del 13,7%. Su principal componente son las compras de gas para comercialización a clientes del mercado liberalizado, que crecieron como consecuencia del incremento de las ventas a estos clientes y del aumento del precio del gas.

En 2005 las compras de energía ascendieron a 875 millones de euros, con un incremento del 101,6%. El principal componente de este apartado correspondió a la realización de operaciones en el mercado mayorista de generación. El aumento de estas adquisiciones estaba relacionado con el incremento del 79,6% en el precio medio del "pool". El resto correspondía a las compras de gas para comercialización a clientes liberalizados, que se incrementaron 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 ascendió a 2.143 millones de euros en 2006, con un aumento del 4,2% respecto de 2005. Este incremento fue consecuencia del aumento generalizado del coste de las materias primas en los mercados internacionales. No obstante, su impacto quedó mitigado por la política activa de gestión de compra de combustibles aplicada por la Compañía, que le permitió conseguir precios menores a los del mercado. Así, el coste unitario del combustible de ENDESA en el sistema peninsular descendió un 4%, frente al incremento estimado

del 6,1% que registró el resto del sector. De esta forma, la Compañía ha fortalecido significativamente su posición competitiva tanto en términos de precio, como de “mix” de generación.

El consumo de combustibles ascendió a 2.057 millones de euros en 2005, con un aumento del 33,1% respecto del 2004. Este incremento se debió 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, fue 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 quedó mitigado por la política activa de gestión de compra de combustibles aplicada por la Compañía, que le permitió conseguir precios menores a los del mercado.

Otros aprovisionamientos y servicios.

El importe de “Otros aprovisionamientos y servicios” fue de 728 millones de euros en 2006, es decir, 139 millones de euros menos que en 2005. Esta cifra incluye 301 millones de euros por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2006, que fueron de 46,5 millones de toneladas (34,8 millones en la península y 11,7 millones de toneladas en los territorios extrapeninsulares). El coste registrado por el consumo de los derechos fue menor por importe de 221 millones de euros que en 2005, debido al menor volumen de emisiones registrado en 2006 y al menor coste unitario al que fue imputado.

Por otra parte, en 2006 el epígrafe de “Otros aprovisionamientos y servicios” incluye una reversión de 51 millones de euros correspondiente a la devolución que la Junta de Extremadura deberá realizar a ENDESA por el impuesto sobre instalaciones que inciden sobre el medio ambiente pagado por la compañía en los años 1998 a 2005, dado que el Tribunal Constitucional lo declaró inconstitucional el 13 de junio de 2006.

El gasto correspondiente a este epígrafe ascendió a 867 millones de euros en el ejercicio 2005, con un aumento de 669 millones de euros respecto de 2004. Esta variación fue 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. El efecto neto de los ingresos y gastos contabilizados en el año 2005 para cubrir las emisiones de CO₂ ascendió a 185 millones de euros, cantidad correspondiente a un déficit de derechos estimado de 9 millones de toneladas.

Gastos de personal.

A 31 de diciembre de 2006, la plantilla del negocio de España y Portugal de ENDESA era de 12.666 personas, lo que supone un descenso de 43 efectivos respecto de la existente al cierre de 2005.

Los gastos de personal ascendieron a 1.062 millones de euros en 2006, con un incremento del 2,0% respecto del año anterior. Estos gastos incluyen 136 millones de euros correspondientes a dotaciones de provisiones por expedientes de regulación de empleo, principalmente como consecuencia de las revisiones salariales aplicadas teniendo en cuenta la inflación real, y por la firma de un nuevo expediente de regulación de empleo en el Marco del Plan de la Minería, que facilitará, a su vez, una parte de la reducción de costes prevista en los objetivos estratégicos de la Compañía.

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 en 2005 ascendieron a 1.041 millones de euros, con un incremento del 5,7% respecto de 2004. Estos gastos incluían 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 registraron variación.

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:

	Millones de euros					
	EBITDA			EBIT		
	2006	2005	2004	2006	2005	2004
Italia ⁽¹⁾	916	694	510	749	542	382
Snet ⁽²⁾	196	179	43	98	62	6
Trading	42	46	1	42	46	1
"Holding" y otras	(38)	(32)	(19)	(43)	(32)	(19)
TOTAL	1.116	887	535	846	618	370

(1) En 2006 incluye ENDESA Italia y cuatro meses de Teverola y Ferrara, adquiridas éstas últimas en septiembre de 2006.

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

Italia: evolución de las principales magnitudes.

Las principales magnitudes del negocio de ENDESA en Italia han sido las siguientes:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
Ingresos	2.915	2.242	1.680
Margen de contribución	1.087	853	717
EBITDA	916	694	510
EBIT	749	542	382

Los ingresos del negocio en Italia ascendieron a 2.915 millones de euros en el ejercicio 2006, lo que supone un crecimiento del 30,0% respecto de 2005. Este incremento fue consecuencia fundamentalmente de los aumentos en un 8,6% de la energía vendida y del 27,6% en el precio medio de la electricidad en el mercado italiano.

La generación de electricidad del negocio en Italia fue de 25.723 GWh, lo que representa un incremento de 2.361 GWh, es decir, del 10,1% respecto del ejercicio 2005, y su cuota de mercado se situó en un 8,5%.

La estructura de generación del negocio en Italia en el ejercicio 2006 refleja un mayor peso de la producción con fuel en comparación con 2005, 17,7% frente a 16,2%, respectivamente, como consecuencia de las medidas extraordinarias para reducir el consumo de gas aplicadas durante el primer trimestre de 2006, a fin de garantizar la disponibilidad de suministro.

El coste de los combustibles de negocio en Italia se incrementó en 254 millones de euros en 2006, si bien esta cifra es menor que el incremento que experimentaron los ingresos (673 millones de euros), como consecuencia de los mayores precios de la electricidad derivados de la repercusión de ese mayor coste.

El 23 de febrero de 2006, el Gobierno italiano aprobó el PNA de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que fue posteriormente ratificado por las autoridades comunitarias. En él, se asignaron a ENDESA Italia 33,9 millones de toneladas para el período 2005-2007. El 4 de mayo de 2006, se constituyó formalmente el registro nacional de derechos de emisión de CO₂, lo que permite el registro de los derechos asignados de conformidad con el PNA, así como de los derechos adquiridos. Durante 2006, ENDESA Italia ha contabilizado un ingreso de 66 millones de euros por la imputación de los derechos de emisión recibidos gratuitamente y utilizados en ese período, y un gasto de 110 millones de euros por el coste de las emisiones realizadas. Por lo tanto, el coste neto de los derechos de emisión reflejado en su cuenta de resultados asciende a 44 millones de euros, lo que se corresponde con un déficit estimado de 3,4 millones de toneladas de CO₂.

Por último, en 2006 la compañía ha procedido a realinear el valor fiscal de su inmovilizado con el valor contable del mismo, de acuerdo con la Ley Financiera italiana de 2006. Por ello, ha registrado un menor impuesto sobre sociedades de 148 millones de euros (118 millones de euros después de minoritarios) que corresponde al ahorro fiscal que proporcionará la aplicación de esa normativa.

En 2005 los ingresos de la compañía italiana se incrementaron en un 33,5%, como consecuencia fundamentalmente del aumento en un 17,8% de la energía vendida. Ésta ascendió a 30.911 GWh en 2005, frente a los 26.246 GWh del año anterior. De esa cantidad, 7.549 GWh correspondieron 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 fue de 23.362 GWh en 2005, lo que representó un incremento de 2.497 GWh, es decir, del 12% respecto del ejercicio 2004. Su cuota en el mercado italiano se situó en un 8,1%.

El avance en el cumplimiento del programa de “repowering” de su parque de generación termoeléctrica le permitió 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 incrementó en sólo 241 millones de euros en el ejercicio 2005. Esta cifra es mucho menor que el incremento que experimentaron 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 reflejaron 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 pasó del 30,4% al 50,4%, mientras que la del fuel-gas descendió del 31,1% al 16,2%.

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

Por otro lado, el 23 de junio de 2005 se publicó el Real Decreto que establecía 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 contabilizaron 33 millones de euros como mayor ingreso en la cuenta de resultados de 2005. El importe restante, es decir, 136 millones, se difirió en función de la vida útil de las instalaciones afectadas.

Snet: evolución de las principales magnitudes.

Las principales magnitudes de Snet han sido las siguientes:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
Ingresos	1.082	899	268
Margen de contribución	332	322	107
EBITDA	196	179	43
EBIT	98	62	6

Los resultados de Snet (que opera desde finales de 2006 bajo de la denominación comercial de ENDESA France) continuaron registrando una marcada tendencia creciente en el cuarto trimestre del año 2006. El resultado bruto de explotación se situó en 196 millones de euros en el conjunto del ejercicio, con un incremento del 9,5%, y el resultado de explotación ascendió a 98 millones de euros, un 58,1% más que en 2005.

Sus ingresos fueron de 1.082 millones de euros en 2006, con un incremento del 20,4% respecto de 2005, como consecuencia principalmente del aumento en un 16,6% de las ventas de energía, que ascendieron a 19.022 GWh.

Los costes variables crecieron en 173 millones de euros, básicamente por el aumento en 216 millones de las compras de energía, si bien este efecto se vio compensado por una contención en los gastos de transporte y de otros aprovisionamientos, que disminuyeron conjuntamente en un 47,2% en comparación con 2005.

Por último, en 2006, Snet finalizó el plan de salidas de personal, lo que dio lugar a un descenso del 25% en la plantilla sobre el total de 1.373 empleados que estaban contratados en el momento de la toma de control de la compañía por parte de ENDESA Europa. Este descenso produjo una reducción

del 12% en los gastos de personal. Las salidas se han producido en el marco de un proceso de diálogo con la representación sindical.

III. NEGOCIO EN LATINOAMÉRICA.

A lo largo de 2005 y 2006, 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.

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 5,5% en 2006 y del 5,6% en 2005 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 7,1% en 2006 y del 5,1% en 2005.

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		
	2006	2005	2004	2006	2005	2004
Chile	19.973	18.764	16.797	12.377	11.851	11.317
Argentina	17.752	16.154	15.884	14.837	14.018	13.322
Perú	7.250	6.895	5.655	4.874	4.530	4.250
Colombia	12.564	11.864	11.881	10.755	10.094	9.656
Brasil	4.489	4.213	4.889	15.438	14.753	13.769
TOTAL	62.028	57.890	55.106	58.281	55.246	52.314

El aumento de la demanda, el estrechamiento de los márgenes de reserva y el favorable “mix” de producción de las compañías participadas por ENDESA dio lugar a un aumento del 24,2% en el margen unitario obtenido por las empresas de generación en 2006, que se situó en 26,2 dólares por MWh producido.

Los márgenes de generación, medidos en dólares, experimentaron incrementos significativos, especialmente en Chile (+53,4%), como consecuencia del aumento del precio mayorista y el mayor peso hidráulico del “mix” de producción y de los mayores precios, y en Argentina (+37,2%), por la mayor producción hidráulica derivada de la favorable meteorología y los mejores precios debidos al traspaso del mayor coste del combustible al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Sin embargo, en Colombia la elevada hidraulicidad produjo una reducción del margen medio por la caída de los precios del mercado “spot” con respecto al mismo período del año anterior.

Por lo que se refiere a la distribución, la mejora del “pass-through” de los precios de generación en Brasil, unida a la mayor eficiencia operativa de las compañías, dio lugar a una sustancial mejora de los parámetros de operación. El margen unitario de esta actividad se situó en 34,6 dólares por MWh distribuido, con un incremento del 7,8% respecto del ejercicio 2005.

Las pérdidas de energía en distribución fueron del 11,2% en el año 2006, con un descenso de 0,6 puntos respecto de 2005. Se registraron mejorías en todos los países, especialmente en Argentina y Brasil, donde el porcentaje de pérdidas se redujo en 0,9 y 0,7 puntos porcentuales, respectivamente. Estas mejorías reflejan los avances conseguidos en innovación tecnológica, de la que son buen ejemplo el desarrollo y la implantación de la nueva red de la distribuidora brasileña Ampla.

En el ejercicio 2006, ENDESA culminó las operaciones de reestructuración societaria que tenía en marcha en Brasil, Perú y Chile:

- En Brasil, la sociedad "holding" Endesa Brasil es la tenedora de los activos que ENDESA posee directa o indirectamente en este país. Cabe destacar que en julio de 2006 International Finance Corporation (IFC), institución participada por 178 países y afiliada al Grupo del Banco Mundial, adquirió el 2,7% de este "holding". Los términos de la operación suponen valorar el capital de ENDESA Brasil en 1.850 millones de dólares, precio que considera un múltiplo EV/EBITDA 2005 de 6,65 veces.
- En Perú, se produjo la fusión por absorción de Etevensa por parte de Edegel. Con esta operación, culminada a todos los efectos el 1 de junio de 2006, se ha conseguido un "mix" conjunto de generación más equilibrado (51% hidroeléctrico y 49% termoeléctrico), lo que permite, entre otras ventajas, reducir la volatilidad de los ingresos frente a las variaciones de la hidráulicidad.
- En Chile, se cerró la fusión de Chilectra y Elesur.
- En Colombia, las Juntas Directivas de Emgesa y Betania aprobaron en diciembre la fusión de ambas compañías. Esta fusión, que será efectiva en 2007, dará lugar a la mayor generadora del país, con una capacidad instalada de 2.789 MW.

Las novedades regulatorias más relevantes que se registraron en 2006 en los países latinoamericanos en los que opera ENDESA fueron las siguientes:

Brasil

- Se llevaron a cabo reajustes en las tarifas de las compañías brasileñas Ampla y Coelce, con incrementos del 2,9% y 10,01%, respectivamente.
- Se produjo el perfeccionamiento de la metodología de fijación de las tarifas de distribución a través de la redefinición de las Bases de Remuneración de los activos por 10 años y una mayor objetividad en el cálculo de la tasa de remuneración (WACC).

Colombia

- El organismo regulador emitió una Resolución que modifica el cálculo del límite de participación en generación, lo que significa que las compañías de ENDESA podrán acceder a un mayor volumen de mercado.
- El 1 de noviembre de 2006 entró en vigor la regulación del nuevo Cargo por Confiabilidad, reemplazando el hasta ahora vigente Cargo por Capacidad. En la nueva regulación, destacan los siguientes puntos: desde diciembre 2006 hasta noviembre 2009, como mínimo, habrá un periodo de transición durante el cual se pagará el cargo a prorrata de energías firmes certificadas por el regulador; en el primer semestre de 2007, se iniciarán subastas de energía firme de hasta 20 años para definir la expansión que se desarrollará a partir de diciembre del 2009, momento en el que se ofertarán nuevos proyectos, y los entonces existentes serán tomadores de precio.

Argentina

- En relación con el Acuerdo Binacional Argentina-Brasil, la Secretaría argentina de Energía emitió una Resolución que permite que las empresas que tienen contratos de exportación puedan renegociarlos de acuerdo con las condiciones del mismo, y que procura incentivar operaciones de importación para facilitar la cobertura de la demanda.
- La Cámara argentina de Diputados aprobó el Acta suscrita entre UNIREN y la compañía Edesur, estableciendo las bases para una renegociación tarifaria integral. La firma del Decreto presidencial que ratifica este proceso se produjo en diciembre y supone, entre otras cuestiones, un incremento del 38% del VAD, que se aplicará con carácter retroactivo desde noviembre de 2005. Las cuentas del ejercicio 2006 no reflejan ningún ingreso por este concepto.
- Se firmó el fideicomiso que permitirá que las compañías argentinas que licitan los ciclos combinados de 1.600 MW de potencia total incluidos en el acuerdo del Foninvermem obtengan los recursos necesarios para administración y funcionamiento.

Chile

- En octubre, se realizaron las primeras licitaciones de energía a largo plazo (15 años) en aplicación de la Ley Corta II, cubriendo la demanda de las distribuidoras para el periodo 2010-2024 a precio fijo con repase garantizado. Este esquema, a diferencia del precio nudo, permite una menor discrecionalidad del regulador.

Perú

- El Congreso peruano aprobó una modificación de la Ley de Concesiones Eléctricas cuyos principales aspectos son la fijación de un mecanismo de licitaciones a precios fijos durante 10 años para incentivar la inversión y la contratación de las compañías distribuidoras, con "pass-through" garantizado; el establecimiento de una nueva regulación con planificación centralizada que incluye concesiones por 30 años y pago garantizado; la mayor participación de las empresas de generación, distribución y transporte, y de los clientes del mercado liberalizado en el operador del sistema eléctrico nacional; la consideración como opcionales de las compras "spot" para la demanda libre de las distribuidoras y grandes clientes del mercado liberalizado.
- Esta modificación de la Ley permitirá poner mejor en valor los activos de generación del negocio de ENDESA en Perú, con precios de expansión y contratos de largo plazo.

En 2005 el aumento de la demanda y el estrechamiento de los márgenes de reserva dieron 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 registró 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 tuvieron lugar durante 2005, unida a la eficiencia operativa de las compañías, dio lugar a una sustancial mejora de los márgenes de operación. Su VAD se situó en 30,3 dólares por MWh distribuido, con un incremento del 28,9%.

En el cuarto trimestre de 2005, continuó 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 era 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 (Foninvemen).

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 comprometían 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 siguió pendiente. Estos acuerdos se añaden a las revisiones tarifarias que han tenido lugar en 2005 en Chilectra, Ampla, Coelce y Edelnor.

El beneficio neto del negocio latinoamericano de ENDESA en 2006 se situó en 462 millones de euros en el ejercicio 2006, lo que supone un crecimiento de 200 millones de euros, es decir, del 76,3% respecto del año 2005 y una aportación del 15,6% al resultado consolidado de ENDESA. El beneficio neto de este negocio se situó en 262 millones de euros en el ejercicio 2005, lo que representó 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:

	Millones de euros					
	EBITDA			EBIT		
	2006	2005	2004	2006	2005	2004
Generación y transporte	1.238	1.037	914	981	768	698
Distribución	1.036	898	663	802	677	472
Otros	(86)	(57)	(55)	(95)	(69)	(116)
TOTAL	2.188	1.878	1.522	1.688	1.376	1.054

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:

	Millones de euros					
	EBITDA			EBIT		
	2006	2005	2004	2006	2005	2004
Generación y Transporte						
Chile	576	365	266	483	248	179
Colombia	227	232	220	182	183	178
Brasil – Generación	159	128	98	140	111	84
Brasil – Transporte	(23)	55	68	(41)	38	54
Perú	150	154	127	108	114	90
Argentina - Generación	149	93	123	111	66	101
Argentina – Transporte	-	10	12	(2)	8	12
TOTAL	1.238	1.037	914	981	768	698
Distribución						
Chile	201	192	168	178	168	147
Colombia	277	236	206	213	165	139
Brasil	422	329	145	335	262	96
Perú	87	74	69	54	44	40
Argentina	49	67	75	22	38	50
TOTAL	1.036	898	663	802	677	472

Generación y transporte.

Chile.

La energía generada en 2006 creció un 6,4% con respecto a 2005, hasta situarse en 19.973 GWh. Además, se produjo una significativa mejora en el "mix" de generación, cuyo componente hidráulico aumentó hasta representar el 86% de la generación, protegiendo así los resultados obtenidos frente al aumento del precio de los combustibles, como el gas.

Este factor, unido al efecto positivo de la variación del peso chileno con respecto al euro y la evolución favorable de los precios mayoristas, permitió alcanzar un resultado bruto de explotación de 576 millones de euros y un resultado de explotación de 483 millones de euros, con incrementos del 57,8% y 94,8%, respectivamente, respecto del ejercicio 2005.

En el año 2005, la generación del país se vio condicionada por los problemas de suministro de gas natural que afectaron a las centrales térmicas y que les obligaron a sustituirlo por combustibles líquidos, más caros.

En el caso de las compañías participadas de ENDESA, este efecto se vio 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 dio lugar a un aumento del EBIT del 38,5% respecto de 2004 hasta los 248 millones de euros.

Colombia.

La generación eléctrica de ENDESA en Colombia experimentó un crecimiento del 5,9% respecto de 2005. Este aumento compensó prácticamente en su totalidad la evolución desfavorable de los precios debida a la elevada hidraulicidad y contribuyó a la obtención de un resultado bruto de

explotación de 227 millones de euros, menor en sólo 5 millones de euros que el de 2005, y a un resultado de explotación de 182 millones, inferior en un millón de euros al de ese mismo ejercicio.

Si bien la energía generada en 2005 se mantuvo prácticamente en los niveles de 2004, el efecto positivo de la evolución del peso colombiano con respecto al euro permitió 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 total de las compañías participadas por ENDESA en Brasil se situó en 4.489 GWh en 2006, un 6,6% mayor que la del mismo período de 2005. Este incremento se produjo básicamente como consecuencia del aumento del 9,7% en la generación hidráulica de Cachoeira Dourada. El incremento de las ventas de electricidad, la mejora del "mix" de generación y la favorable variación del tipo de cambio hicieron posible un aumento del 24,2% en el resultado bruto de explotación y del 26,1% en el resultado de explotación hasta situarlos en 159 millones y 140 millones de euros, respectivamente.

En 2005 la generación eléctrica en Brasil experimentó 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 dio 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).

Continuaron las dificultades en la exportación de electricidad de Argentina a Brasil, como consecuencia de los problemas de suministro de gas, lo que afectó desfavorablemente a los resultados de la interconexión entre ambos países.

El resultado bruto de explotación del ejercicio 2006 fue negativo por importe de 23 millones de euros, es decir, 78 millones de euros peor que el obtenido en el ejercicio 2005, y el resultado de explotación fue negativo por importe de 41 millones de euros, 79 millones peor que el alcanzado en 2005.

Actualmente, la empresa Cien está gestionando la posibilidad de modificar el uso de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil de forma que en el futuro, en lugar de comprar y vender electricidad, pueda poner esta línea a disposición de los distintos agentes de los sistemas eléctricos brasileño y argentino, cobrando los correspondientes peajes. Este cambio de negocio debería permitir que los activos de Cien volvieran a obtener una rentabilidad razonable.

En 2005 las dificultades de disponibilidad de electricidad en Argentina para su exportación a Brasil como consecuencia de los problemas de suministro de gas tuvieron 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.

En 2006, el incremento del precio de venta de la electricidad en Perú no fue suficiente para cubrir el aumento del coste de los combustibles, por lo que, a pesar del aumento del 5,1% en la generación de electricidad, el resultado bruto de explotación disminuyó un 2,6%, situándose en 150 millones de euros, y el resultado de explotación fue de 108 millones, 6 millones menor que el de 2005.

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 hidráulidad se vio compensado por el incremento en un 21,9% de la energía generada.

En 2005, el incremento de la hidráulidad permitió disminuir en 35 millones de euros el coste de los combustibles, lo que contribuyó a un aumento de 27 millones de euros en el EBITDA y de 24 millones de euros en el EBIT, que se situaron en 154 millones de euros y 114 millones de euros, respectivamente.

Argentina.

En 2006, aunque los problemas de abastecimiento de gas continuaron encareciendo los costes de los combustibles, que se incrementaron en un 47,7% por la necesidad de generar electricidad con fuelóleo, el aumento de las ventas (+43,9%) derivado de la mayor producción, especialmente hidráulica (+28%), y de la evolución favorable de los precios tuvo un efecto positivo sobre los márgenes. El resultado bruto de explotación se situó en 149 millones de euros en el ejercicio 2006, con un aumento del 60,2%, y el resultado de explotación en 111 millones, un 68,2% más que en 2005.

En 2005, los problemas de abastecimiento de gas mencionados dieron 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 aumentaron en un 1,7%, los márgenes empeoraron. Como consecuencia de este empeoramiento, el EBITDA descendió un 24,4% y el EBIT en un 34,7%, situándose en 93 millones de euros y 66 millones de euros, respectivamente.

Distribución.

Chile.

En 2006 las ventas aumentaron un 18,1%, como consecuencia de la variación del tipo de cambio, del incremento en un 4,4% de la energía vendida y del mejor precio unitario por cambios en la indexación de las tarifas. El aumento de los ingresos facilitó una mejora del 4,7% en el resultado bruto de explotación, hasta situarlo en 201 millones de euros, y de un 6% en el EBIT, que alcanzó los 178 millones de euros.

En 2005 el EBITDA y el EBIT de la distribución aumentaron un 14,3% respecto del año anterior. Estos aumentos fueron debidos a que el aumento de las ventas producido por el incremento de la demanda compensó la reducción de los márgenes derivados de la última revisión tarifaria.

Colombia.

El resultado bruto de explotación de la distribución en Colombia fue de 277 millones de euros en el ejercicio 2006, con un incremento del 17,4% respecto de 2005; y el EBIT, de 213 millones, un 29,1% más que en 2005. Estos incrementos fueron consecuencia del aumento en un 3,6% en las ventas y de otros ingresos de explotación derivados de la nueva actividad emprendida por Codensa Hogar.

En el ejercicio 2005, el EBITDA de la distribución en Colombia se incrementó en un 14,6% y el EBIT en un 18,7%. Estos incrementos se debieron a que el aumento del 10,5% en las ventas, que se situaron en 400 millones de euros, fueron suficientes 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 situaron en 1.557 millones de euros en 2006, es decir, un 18% más que en 2005. Este aumento fue resultado del crecimiento de los márgenes, como consecuencia de la mejora del "pass-through" de los precios de generación; y, en menor medida, del aumento del volumen de la energía vendida (+4,6%). Estos factores, unidos a la significativa reducción de las pérdidas, permitieron alcanzar un resultado bruto de explotación de 422 millones de euros y un resultado de explotación de 335 millones, con incrementos del 28,3% y del 27,9%, respectivamente, en comparación con los del ejercicio 2005.

Las ventas de la distribución en Brasil se situaron en 1.319 millones de euros en 2005, es decir, un 53,7% más que en 2004. Este aumento se debió a la mejora de los márgenes como consecuencia de la que experimentó 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 cubrió sobradamente el de los costes, lo que permitió 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.

En 2006 el resultado bruto de explotación de la distribución en Perú se situó en 87 millones de euros, es decir, un 17,6% más que en 2005, como consecuencia del aumento de las ventas (+7,6%). A su vez, el resultado de explotación fue de 54 millones de euros, con un crecimiento del +22,7%.

En 2005 el EBITDA de la distribución en Perú se situó en 74 millones de euros, un 7,2% más que en 2004. El EBIT creció en 2005 4 millones de euros hasta situarse en 44 millones de euros, con un crecimiento del 10%. Esta evolución fue debida al buen comportamiento de las ventas, que se situaron 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.

Al no haberse registrado en 2006 el incremento de tarifas, las ventas de la distribución disminuyeron en un 1,4% y no permitieron compensar el incremento en un 6% de las compras de energía. Como consecuencia de ello, el resultado bruto de explotación se situó en 49 millones de euros, con un descenso del 26,9%, y el resultado de explotación en 22 millones, con una disminución del 42,1%. Con la aprobación en diciembre de 2006 del incremento del 38% del VAD, esta tendencia cambiará, lo que deberá permitir un significativo incremento de los resultados de Edesur en el presente ejercicio.

En 2005 el EBITDA y el EBIT de la distribución en Argentina registraron caídas de 8 y 12 millones de euros, respectivamente, en comparación con 2004. Una parte importante de esta disminución fue debida 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 fue resultado del incremento de las compras de energía y de los costes fijos, que no se vio compensado por el aumento de los ingresos.

IV. OTROS NEGOCIOS.

En 2005 ENDESA vendió 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 ascendió a 171 millones de euros después de impuestos, se registró en 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 vendió 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 REGULATORIO EN ESPAÑA Y PORTUGAL.

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

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 2006.

El Real Decreto 1556/2005, de 28 de diciembre, estableció la tarifa eléctrica para 2006. 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.

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

Esta revisión adicional fue realizada mediante el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que la tarifa media de referencia se incrementó un 1,38% adicional (0,8% para el suministro doméstico y las pequeñas y medianas empresas; y 6% para los suministros industriales).

Este Real Decreto valoró el déficit de actividades reguladas del año 2005 en 3.810 millones de euros, cuantía que fue modificada por el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establecen las tarifas eléctricas para 2007, fijándose finalmente en 3.830 millones de euros. Además, estableció un plazo de 14 años y medio para su recuperación. También autorizó la cesión a terceros de los derechos de cobro derivados del reconocimiento del déficit, cesión que las empresas eléctricas titulares de ese derecho llevaron a cabo a finales del ejercicio 2006.

Por otro lado, este Decreto derogó la limitación de subir la tarifa en un máximo del 1,4% que había sido introducida por el Real Decreto 1432/2002 sobre metodología de tarifas.

I.2. Establecimiento de la tarifa eléctrica para 2007.

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, estableció la tarifa eléctrica para 2007 introduciendo diferencias sustanciales, con respecto a los años anteriores, en la metodología de determinación de la tarifa. Este Real Decreto introdujo también diversas medidas regulatorias orientadas a mejorar el funcionamiento de las actividades reguladas y a favorecer la competencia. Sus objetivos declarados son avanzar hacia unas tarifas aditivas en costes, evitar la aparición sistemática de déficit tarifario y favorecer la liberalización.

Con estas finalidades, el Real Decreto incorporó una serie de novedades entre las que se destacan las siguientes:

- La tarifa se basa en una previsión razonable del precio de la energía para 2007, tanto peninsular como extrapeninsular, e introduce un mecanismo de revisión trimestral en función de la evolución de este último.

- No obstante, dado que la tarifa no se ha incrementado lo suficiente para cubrir todos los costes sigue existiendo déficit. La diferencia con respecto a años anteriores es que este déficit se determina de antemano, se reconoce y se establece el derecho a cederlo a terceros. La recuperación del déficit se realiza mediante un porcentaje que se aplica a las tarifas integrales y de acceso, es decir, que afecta por igual a todos los clientes y no introduce ninguna distorsión en el mercado. Se reconoce que este déficit "ex-ante" podrá alcanzar un valor máximo de 3.750 millones de euros.
- Se introduce una mejora en la retribución de la actividad de distribución cifrada en 500 millones de euros.
- Se obliga a ENDESA e Iberdrola a ceder la gestión de parte de su potencia en el mercado mediante la figura de la emisión primaria de energía (subastas de capacidad virtual) a partir de julio 2007. Este es un mecanismo por el que un generador subasta el derecho de uso de parte de su potencia, en forma de opciones para entrega física de la energía, que ha sido utilizado para incrementar la liquidez en algunos mercados mayoristas, como el francés.

El incremento medio de las tarifas establecido en el Real Decreto citado ha sido de un 4,30%, con una subida media para las tarifas domésticas del 2,8%, aunque diferente según la potencia contratada, en el sentido de que los consumidores con mayor potencia contratada pagan un precio mayor por KWh consumido. Para las tarifas industriales, la subida promedio ha sido de un 6,4%.

Por último, las tarifas de acceso han bajado en promedio un 10%, consiguiéndose de forma muy aproximada la aditividad antes mencionada.

1.3. 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, dichas ofertas serán asimiladas a contratos bilaterales físicos por el operador del mercado por las cantidades coincidentes de venta y adquisición a un precio provisional de 42,35 euros/MWh.

El Real Decreto de tarifas de 2007 recoge que, a partir del 1 de enero de 2007, el precio reconocido a la energía asimilada a contrato bilateral será el del mercado, por lo que a partir de dicha fecha se ha restablecido el normal funcionamiento del sistema.

1.4. Emisiones primarias de energía.

La disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007 obliga a ENDESA e Iberdrola a ofertar un perfil de potencia horaria determinada.

Con este mecanismo, a tenor de lo dispuesto en la Ley 54/97, se pretende fomentar la contratación a plazo de energía eléctrica y reducir el nivel de concentración en el mercado.

Aspectos más relevantes:

- Las emisiones primarias de energía se instrumentarán a través de subastas de opciones de compra con entrega física de la energía correspondiente a una potencia prefijada a lo largo de un periodo de entrega (la potencia pertenece a ENDESA e Iberdrola).
- La energía se entregará a un precio de ejercicio conocido expresado en euros por MWh megavatio hora medidos en barras de central y las opciones de compra se asignarán entre los sujetos del mercado que las demanden mediante un proceso de subasta competitiva y transparente, según las primas que ofrezcan. Los productos subastados equivalen al derecho de uso de una central ideal (lo que se denomina una central virtual), en la que el

precio de ejercicio correspondería al coste variable y la prima pagada por ese derecho equivale al coste fijo.

- El período de entrega o de ejercicio de las opciones estará comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2009, ambos días inclusive.

I.5. Subastas de compra de las empresas distribuidoras.

El día 26 de febrero se ha aprobado la Orden ITC/400/2007, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

Como se recoge en el preámbulo, como consecuencia de esta Orden queda derogado el artículo 1 del Real Decreto Ley 3/2006 (de facto quedó sin efecto a partir del Real Decreto de tarifas del 2007 en que se estableció que el precio asimilado sería el precio del mercado diario) por lo que OMEL ha dejado de asimilar la energía de los distribuidores a contrato bilateral desde la casación del día 1 de marzo de 2007.

El objetivo de la orden es regular la contratación bilateral de energía eléctrica por parte de los distribuidores (y más adelante los comercializadores de último recurso) para el suministro a los consumidores a tarifa regulada en la península. Esta contratación bilateral se realizará mediante la realización de unas subastas en las que se negociarán dos productos, carga base y carga modulada.

El coste de la energía que los distribuidores adquieran en estas subastas será reconocido íntegramente a efectos de las liquidaciones de energía de la CNE.

La primera subasta se realizará antes del 20 de junio para el tercer trimestre de 2007, la segunda antes del 19 de septiembre para el último trimestre del año, y la tercera antes del 19 de diciembre de 2007 pudiendo extender la subasta a periodos de entrega semestrales.

I.6. Contratación a plazo por las distribuidoras en OMIP.

Durante 2006, se aprobaron o propusieron varias normas destinadas a regular la adquisición de energía por parte de los distribuidores mediante contratos bilaterales físicos, con el objetivo de reducir las compras en el mercado diario, dotando así de mayor estabilidad a la tarifa eléctrica.

El pasado 5 de julio entró en vigor la Orden ITC 2129/2006, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2006. En virtud de esta Orden, los distribuidores están obligados a adquirir el 5% de sus ventas a clientes en tarifa mediante la compra de "contratos de futuros con entrega física" en las subastas a plazo gestionadas por el Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués (OMIP).

A través de esta norma, se pretende dotar de cierta liquidez al mercado a plazo del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), recientemente puesto en marcha, trasladando así al ordenamiento jurídico español la obligación transitoria de compra de los distribuidores a través del OMIP, recogida en el convenio de Santiago de octubre de 2004.

El 30 de diciembre de 2006 se publicó la Orden Ministerial ITC/3990/2006, por la que se extiende este mecanismo a 2007 y se incrementa el porcentaje de la demanda que ha de adquirir cada distribuidor hasta el 10%, como se acordó en la Cumbre Hispano-Lusa de Badajoz celebrada en noviembre de 2006.

I.7. Costes de Transición a la Competencia (en adelante, "CTC").

El 23 de junio se aprobó el Real Decreto Ley 7/2006, por el que se adoptaron medidas urgentes en el sector energético. Este Real Decreto Ley dispuso la derogación de la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/97, del Sector Eléctrico, lo que dio lugar a la supresión de los costes de transición a la competencia (CTC).

Teniendo en cuenta los precios del mercado y la existencia de un déficit estructural de los ingresos regulados, tal supresión no conlleva ningún efecto práctico para las compañías que

disponían de derechos de cobro, salvo en el caso de Elcogas, ya que habrían acabado el año 2006 sin CTC pendientes de cobro.

El caso de Elcogas se ha tenido en cuenta en el Real Decreto Ley 7/2006, ya que, conjuntamente con la supresión de los CTC y, por tanto, del Plan de Financiación Extraordinario de esta empresa existente hasta el momento, se habilita al Gobierno a aprobar planes de financiación extraordinarios para aquellas sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que demuestren especiales dificultades financieras. El Real Decreto 1634/2006 que establece las tarifas para 2007 incluye un Plan de Financiación Extraordinario para Elcogas.

I.8. Régimen Especial.

El 27 de mayo de 2007, el Gobierno aprobó el Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y que viene a sustituir al Real Decreto 436/2004.

El Real Decreto persigue dos finalidades:

- Alcanzar los objetivos de producción de energía con fuentes renovables recogidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para todas las tecnologías cuyo desarrollo ha sido insuficiente, mediante el incremento de la tarifa correspondiente.
- Respecto al régimen económico se siguen manteniendo los dos actualmente existentes: venta a mercado, y venta a tarifa regulada. Con el fin de garantizar una retribución equilibrada de la producción en régimen especial en mercado se establece una retribución mínima en función del precio del mercado de producción.

I.9. Transposición de las Directivas de Electricidad.

El Proyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, a fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, se encuentra en su última fase de tramitación tras ser aprobado por el Congreso el 14 de marzo de 2007 y remitido al Senado.

La reforma afecta principalmente a la desaparición de las tarifas y a la introducción del suministro de último recurso.

- El Proyecto de Ley establece que la desaparición de la tarifa integral habrá de tener lugar el 1 de enero de 2009. A partir de entonces, existirá sólo la tarifa de último recurso. A partir del año 2011 podrán acogerse a tarifas de último recurso los consumidores de energía eléctrica cuya potencia contratada sea inferior a 50 KW.
- El suministro de último recurso será responsabilidad de los comercializadores a los que se imponga esta obligación.
- Hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por los distribuidores.
- Las empresas distribuidoras, como responsables de realizar el suministro a tarifa, tendrán derecho al reconocimiento por parte de la Administración de una retribución regulada por el ejercicio de esta actividad. Dicha retribución se calculará atendiendo a los costes que se consideren necesarios para realizar la actividad.
- Se crea la Oficina de Cambios de Suministrador, responsable de la supervisión de los cambios de suministrador de gas y electricidad, que estará participada por distribuidores y comercializadores.
- Se autoriza a los distribuidores a que utilicen sus redes para el desarrollo de servicios de telecomunicaciones, exigiendo para ello contabilidades separadas.

- Las sociedades que desarrollen actividades reguladas no podrán realizar actividades de producción o de comercialización, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.
- Se establecen los criterios de independencia funcional que, como establece la Directiva, deben cumplirse para que sociedades distintas, pero dentro de un mismo grupo, puedan ejercitar actividades incompatibles (reguladas y liberalizadas).
- Se establece que REE actuará como transportista único, y que las actuales empresas distribuidoras deberán venderle sus activos de transporte en un plazo de tres años. No obstante, se permite al Ministerio de Industria hacer excepciones a este precepto, permitiendo que determinados activos de transporte queden en la titularidad de los distribuidores.

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

El Gobierno portugués publicó un nuevo paquete legislativo por el que modifica el régimen de contratos de adquisición de energía (CAE) y la utilización del dominio hídrico para la producción eléctrica.

En relación a la finalización anticipada de los CAE, se mantiene el modelo establecido en el Decreto-Ley n.º 240/2004, de 27 de Diciembre, en el que se ajusta el precio de referencia de venta de electricidad para el cálculo de la compensación inicial a un valor medio de 50 euros/MWh.

EdP considera que este ajuste producirá una bajada en la cantidad de compensación inicial asociada a dicha finalización de los CAE próxima a 800 millones de euros.

En relación a la consolidación del dominio hídrico para la producción de energía eléctrica, y como consecuencia de la anteriormente referida adecuación de los precios previstos de venta de electricidad, se anuncia un pago por parte de los productores de energía hidráulica acogidos a los CAE, asociado al equilibrio económico-financiero de la explotación de los aprovechamientos hidroeléctricos en régimen de mercado, en el periodo siguiente al término previsto de los CAE.

I.11. Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal.

El pasado 8 de marzo, los Gobiernos de España y Portugal firmaron un plan de compatibilización de la regulación del sector energético con el objetivo más inmediato de implementar el Mercado Ibérico de Energía Eléctrica España y Portugal.

El plan se asienta en seis puntos:

El modelo accionarial del futuro Operador de Mercado Ibérico (OMI) se estructurará en base a dos holdings: OMI – Polo Portugués y OMI – Polo Español; ambas entidades concentrarán cada una el 50% de la de las sociedades gestoras de los mercados, dirigidas por un Consejo de administración común.

Mayor articulación entre Operadores de Sistema a través de intercambio de participaciones entre REE y REN y aceleración del reforzamiento de interconexiones.

Definición de reglas comunes que aumenten la competencia en el MIBEL y reduzcan el poder de mercado, con la introducción del “Operador Dominante Ibérico”, la realización de subastas de capacidad virtual y la supresión de los Contratos de Adquisición de Energía (CAES).

Incentivo a la liberalización y plan de convergencia tarifaria, mediante tarifas de último recurso, armonización y convergencia de mecanismos de interrumpibilidad y tarifas de acceso, mecanismo armonizado de adquisición de energía por los comercializadores de último recurso o distribuidores, convergencia en la actuación de los operadores logísticos de cambio de suministrador y plan armonizado de sustitución de contadores.

Implementación de mecanismo de “Market Splitting” para la gestión de interconexiones y subastas explícitas.

Armonización de los mecanismos de garantía de potencia, teniendo en cuenta las especificaciones de cada sistema.

En el mismo sentido, ha tenido lugar la creación de varios grupos de trabajo para preparar la implantación del MIBGAS (Mercado Ibérico de gas natural), planteado como un “hub” de referencia a nivel internacional.

I.12. Disposiciones regulatorias sobre el sector del gas en España.

Régimen económico para el año 2007

Con fecha 30 de diciembre de 2006 han sido publicadas las Órdenes Ministeriales relativas al régimen económico del sistema gasista para 2007. Este año, como novedad, se establece un nuevo régimen económico para las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo, incorporándose dos Órdenes Ministeriales adicionales para ello.

Según la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se regula la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, la retribución de la actividad de distribución para el total del sistema se incrementa un 0,76%; pasa de 1.251 millones de euros a 1.261 millones de euros. La retribución de la actividad de transporte para 2007 asciende a 465 millones de euros.

La retribución fija de la actividad de transporte, regasificación y almacenamiento crece un 14,85%; aumenta desde 595 millones de euros a 683 millones de euros, cifra que se podría incrementar en más de 532 millones de euros en concepto de retribución de las nuevas instalaciones que se incluyan en el régimen retributivo durante el año 2007.

Según la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre por la que se regula la retribución de las actividades de regasificación, se modifica el cálculo de la retribución de la inversión utilizando valores netos en vez de brutos, elevándose la tasa de retribución en 200 puntos básicos: Bonos del Estado a 10 años más 350 puntos básicos, permaneciendo fija durante la vida operativa de la instalación

Según la Orden ITC/3996/2006, de 29 de diciembre se incrementan un 50% los peajes de almacenamiento de GNL y un 20% el término fijo del almacenamiento subterráneo.

Permanece invariable el peaje de transporte y distribución para los consumidores industriales mientras que para los consumidores doméstico-comerciales aumenta en torno al 3%.

Tarifas de gas para 2007.

La Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, establece la fórmula de cálculo del Coste de la materia prima (Cmp) durante el 2007. Ésta se calcula en base a la estructura de aprovisionamiento para cubrir la previsión de demanda de gas del mercado regulado para este año.

El coste de la materia prima se incrementó un 4,8% respecto a la vigente. El precio de cesión a las empresas distribuidoras también ha seguido la misma tendencia incrementándose un 5,7%.

Transposición de la Directiva de gas.

Ha sido aprobado por el Congreso el Proyecto de ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Entre las modificaciones que introduce el Proyecto destacan las siguientes:

- Establecimiento de la separación funcional del Gestor Técnico de Sistema gasista respecto de la actividad de transporte.
- Se excluye a los transportistas de la posibilidad de incorporar gas al sistema y se prohíbe a los distribuidores suministrar gas a los clientes del mercado regulado.
- Supresión de las tarifas existentes e introducción de la tarifa de último recurso a partir del 1 de enero de 2008. A esta tarifa se podrán acoger exclusivamente los consumidores doméstico-comerciales. Este suministro será llevado a cabo por los comercializadores que sean designados como suministradores de último recurso, figura que se halla regulada en el propio proyecto de Ley.
- Creación del Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético, que estará formado por representantes de la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria, del Gestor Técnico del Sistema gasista, del Operador del Sistema Eléctrico, de la CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos) y de la CNE. El objetivo del Comité es el seguimiento permanente de la garantía de los suministros energéticos.
- Se prevé la creación de la Oficina de Cambio de Suministrador, cuya función será supervisar los cambios de clientes desde el suministro a tarifa, al mercado liberalizado.

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. Disposiciones energéticas en la Unión Europea.

La publicación del denominado “Paquete de la Energía” tuvo lugar el 10 de enero de 2007 y está integrado por un amplio conjunto de documentos que recogen los principales análisis y propuestas de la Comisión Europea en relación con el mercado interior de la energía. Por ello, constituye un elemento fundamental de la revisión estratégica a la que ha sido sometida la política energética de la Unión Europea por encargo formulado en octubre de 2005 por la Cumbre de Jefes de Estado y Gobierno celebrada en Hampton Court (Reino Unido). Los documentos que componen el Paquete de la Energía son los siguientes:

La Comisión Europea considera imprescindible implantar una política energética común que sea coherente en el corto, medio y largo plazo. Como punto de partida, se establece el doble objetivo de limitar la dependencia externa de la Unión Europea en la importación de hidrocarburos y combatir el cambio climático a través de una progresiva transformación a energías más eficientes y con menores emisiones de CO₂. Para ello, se establece como principal objetivo estratégico alcanzar en el año 2020 una reducción de las emisiones de CO₂ procedentes del uso de la energía de al menos un 20% en relación con los niveles de 1990.

La Comisión considera que el proceso de creación de un mercado europeo de gas y electricidad es, por el momento, satisfactorio, ya que se han logrado metas considerables, pero todavía existen beneficios potenciales por alcanzar. Para seguir avanzando, la Comisión propone un conjunto de nuevas medidas, entre las que destacan:

- Separar la propiedad de los operadores de sistema de los generadores y comercializadores. Se trata básicamente del modelo establecido en España, en el que Red Eléctrica de España es el Operador Independiente del Sistema y principal transportista. La Comisión desea exportar estos principios a otros Estados miembro, en los que la independencia del Operador del Sistema es menor.
- Reforzar las competencias de los reguladores nacionales y lograr una coordinación más efectiva a escala europea.
- Reducir los comportamientos anticompetitivos en los mercados de electricidad y gas, fomentando la transparencia de los mercados, revisando los contratos de aprovisionamiento de gas de la etapa anterior a la liberalización, etc.
- Establecer un marco regulatorio claro que asegure las considerables inversiones en generación de electricidad y en infraestructuras para la importación de gas natural que son necesarias para asegurar el abastecimiento en los próximos años.

- Implantar una serie de medidas que faciliten el cambio de suministrador para los clientes domésticos y comerciales, eliminando las tarifas reguladas y reforzando la separación funcional de las actividades de distribución y comercialización.

Informes de implantación sobre los marcos regulatorios de gas y electricidad en los Estados miembro. Estos informes detallados son la base de las medidas presentadas en el punto anterior. En el caso español, el informe es bastante crítico con la situación regulatoria. En él, se juzga desfavorablemente la inestabilidad del marco normativo, la existencia de tarifas reguladas que distorsionan el mercado, la falta de trasposición de puntos importantes de las Directivas y la escasa independencia del regulador. No obstante, varios de los principales aspectos criticados por la Comisión Europea han sido ya solucionados o están en vías de solución merced a los cambios regulatorios introducidos a finales de 2006 o que están en trámite parlamentario.

Informe final de la investigación sectorial de los mercados de electricidad y gas desarrollada por la Dirección General de Competencia. Se trata de un amplio y pormenorizado análisis lanzado en junio de 2005 para establecer un diagnóstico detallado de la situación de los mercados energéticos europeos. En febrero de 2006, se presentó un informe preliminar, en el que se avanzaban algunas de las deficiencias identificadas. Entre ellas, destacaban la alta concentración de los mercados mayoristas y la integración vertical de las compañías. Se anuncian investigaciones a empresas concretas que pueden concluir bien en multas o bien en otras medidas estructurales. Durante el mes de mayo de 2006, se realizaron inspecciones por sorpresa a las principales compañías de gas y electricidad de algunos Estados miembro aunque no se han producido actuaciones concretas en el mercado español, ni en relación con empresas españolas.

Plan indicativo nuclear. La Comisión Europea establece una base de discusión sobre el futuro de la energía nuclear en el contexto de la política energética europea. Sostiene que la energía nuclear debe participar en la respuesta a las prioridades estratégicas de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad, pues se trata de una tecnología no emisora de CO₂. Para ello, hay que seguir progresando en seguridad, desmantelamiento seguro de las instalaciones obsoletas y gestión de residuos.

Comunicación de la Comisión sobre generación eléctrica sostenible con combustibles fósiles: hacia las emisiones nulas en 2020. La Comisión Europea reconoce la importancia de la contribución de los combustibles fósiles a la seguridad de suministro energético. En esta línea, se establecerá un contexto favorable para el uso sostenible de carbón y, en particular, para la implantación de soluciones tecnológicas de captura de CO₂ en la combustión de este combustible.

Hoja de ruta sobre energías renovables. El Consejo Europeo de marzo de 2006 hizo un llamamiento para que la Unión Europea sea el líder mundial en energías renovables. Para lograrlo, se elaboró una hoja de ruta cuyo objetivo es con seguir que un 20% del mix energético proceda de fuentes renovables en el año 2020. Este objetivo europeo será trasladado a objetivos nacionales obligatorios, teniendo en cuenta las diferentes circunstancias de cada Estado miembro.

Otros documentos que integran el Paquete de energía son la “Comunicación de la Comisión sobre progreso en renovables”, la “Comunicación de la Comisión sobre progreso en biocombustibles”, el “Plan prioritario de interconexiones” y el “Plan estratégico de investigación en energía”.

II.2. Actuaciones específicas de la Comisión Europea con respecto a España.

La Comisión Europea ha abierto dos procedimientos de infracción contra España por la transposición incorrecta o la mala aplicación de las Directivas de electricidad y gas. En ambos casos, ha actuado ante las quejas presentadas por empresas activas en los mercados energéticos españoles. En abril de 2006, el Gobierno español recibió sendas Cartas de Emplazamiento, que constituyen el primer paso del procedimiento de infracción. El 12 de diciembre, la Comisión envió los denominados Dictámenes Motivados, que completan la segunda fase del procedimiento de infracción.

El 25 de enero de 2007 la Comisión Europea hizo pública la apertura de una investigación formal, en virtud de las normas en materia de ayudas de estado, sobre la posible ayuda a las grandes y medianas empresas y a los operadores eléctricos tradicionales en España, en forma de tarifas eléctricas reguladas artificialmente bajas para la industria.

Además, la Comisión Europea denunció al Gobierno de España ante el Tribunal Europeo de Justicia por la falta de notificaciones respecto de las transposiciones de las Directivas de electricidad y gas. En el caso de la Directiva de Gas, el 16 de noviembre se emitió sentencia condenatoria del Tribunal y se espera otra en breve para el caso de la electricidad.

La Comisión Europea también ha iniciado actuaciones contra España por el Real Decreto Ley 4/2006 que amplía las funciones de la CNE. Estas actuaciones se describen brevemente en el apartado relativo a novedades regulatorias en España.

II.3. Directiva sobre la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura.

Tras su aprobación por el Consejo, esta Directiva fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea el 4 de febrero de 2006, culminando así el proceso iniciado por la Comisión Europea en 2003.

Los objetivos de la Directiva son contribuir al abastecimiento seguro de electricidad y al correcto funcionamiento del mercado interior de la electricidad, garantizando un nivel apropiado de capacidad de generación, el equilibrio entre oferta y demanda y el nivel adecuado de interconexión entre Estados miembros.

II.4. Criterios de aprobación de los Planes Nacionales de Asignación de derechos de emisión para el periodo 2008-2012.

Hasta el 29 de noviembre de 2006, diecinueve Estados miembros habían notificado a la Comisión Europea sus Planes Nacionales de Asignación de derechos de emisión para el periodo 2008-2012.

Los Planes de Alemania, Grecia, Irlanda, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Eslovaquia, Reino Unido y Suecia fueron revisados e informados por la Comisión, que es responsable de verificar su compatibilidad con la Directiva 2003/87/EC de comercio de derechos de emisión.

La Comisión estandarizó los criterios para el análisis del volumen de derechos a asignar, el límite de utilización de mecanismos flexibles (Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Implantación Conjunta, que permiten obtener derechos procedentes de proyectos que reducen la emisión de CO₂ en terceros países) y otros aspectos formales.

Como resultado de esta revisión, la Comisión Europea aplicó una reducción del 6% al volumen total asignado por estos diez Estados miembros en sus Planes y redujo asimismo el umbral de utilización de mecanismos flexibles para el caso de Irlanda y Suecia.

II.5. Aprobación del PNA español por la Comisión Europea.

Con fecha 26 de febrero de 2007 la Comisión Europea (CE) ha emitido su decisión sobre el Plan Nacional de Asignación (PNA) español del período 2008-2012. Las modificaciones que la CE considera necesarias para la aprobación del PNA son las siguientes:

- Reducción en la asignación total a los sectores regulados de 0,42 Mt/año. La asignación total se reduce de 152,673 Mt/año a 152,251 Mt/año, cifra que incluye la reserva de nuevos entrantes. Esta medida se establece porque la CE no considera suficientemente justificada la reducción de emisiones prevista en los sectores difusos por el uso de biocarburantes.
- Reducción en el límite máximo de utilización de RCEs y UREs: La CE establece que se ha de reducir la cantidad máxima de RCEs y UREs a utilizar en 2008-2012 de modo que no se supere el porcentaje consistente en el cociente de la diferencia entre las emisiones reales de 2005 y la asignación media prevista 2008-2012 (152,3 Mt), y dicha asignación media

prevista. Considerando la cifra de emisiones verificadas reales de 2005 que ha sido establecida por la Administración española (189,9 Mt), la cantidad anual de RCEs y UREs a utilizar asciende a 37,6 MtCO₂, equivalentes a un 24,7% de la asignación total (frente al 38% contemplado en el Real Decreto 1370/2006). No se explicita cómo afecta a cada uno de los sectores regulados esta reducción en el límite máximo de utilización RCEs y UREs.

Adicionalmente, en los considerandos previos a la decisión, la CE indica la posibilidad de cuestionar parcialmente la metodología de asignación al sector eléctrico, a la luz de los artículos 87 y 88 del Tratado de la Unión Europea, que hacen referencia a las ayudas de Estado. No obstante, la CE considera que si España cambia el PNA de acuerdo con las modificaciones establecidas y toma en cuenta los comentarios anteriores en cuanto a la posibilidad de ayudas de estado, éstas serían probablemente compatibles con el mercado común.

II.6. Italia.

Liberalización del mercado y tarifas.

El año 2006 ha sido particularmente importante para el proceso de liberalización del mercado eléctrico italiano (que en base a la directiva 2003/54/CE deberá completarse el 1 de julio del 2007). En particular, el regulador realizó junto con los agentes un análisis de la situación del mercado con el fin de identificar los problemas y puntos críticos que podrían limitar el desarrollo de la competencia en la venta de energía eléctrica a los clientes finales. Como consecuencia de este análisis, se está definiendo un marco regulatorio orientado al desarrollo de la competencia pero manteniendo la tutela a los pequeños clientes y la garantía en la continuidad del suministro.

También se han realizado cambios en la estructura de funcionamiento del mercado (Borsa Elettrica) que ha sido modificada en los siguientes aspectos:

1. En la Delibera 293/05 se definió un nuevo marco de organización del mercado mayorista para el año 2006, que supone un paso adelante en el despacho económico de los medios de producción e introduce los ajustes necesarios para adecuar la evolución regulatoria referente a las fuentes renovables no programables.
2. Con la Delibera 165/06 se modificaron las normas del mercado de servicios de despacho (MSD) con el objetivo de limitar los costes que para el operador del sistema (TERNA) supone el aprovisionamiento de servicios en este mercado, y como consecuencia de ello reducir el coste final pagado por los consumidores.

La estructura del mercado permanece básicamente invariada respecto a la original, articulada en base a dos los mercados de energía (el mercado diario y el mercado de ajustes) y el mercado de servicios de despacho (MSD).

Con la Delibera del la Autorità per l'energia n. 104/06 se confirmó también para el 2006 el mecanismo de remuneración de las plantas que ponen a disposición la capacidad productiva en los días del año que resultan críticos para la cobertura de la demanda nacional (Capacity Payment). El mecanismo se basa en una retribución específica basada en la capacidad disponible el los días críticos, y de otra retribución posterior que únicamente es aplicable si los ingresos anuales del operador resultan inferiores a un valor de referencia publicado por la Autorità. En base a la delibera 104/06, que cuantifica la retribución unitaria esperada para las centrales como consecuencia del capacity payment, ENDESA Italia recibió ya en el 2006 12,8 millones de euros, y debe recibir todavía los pagos correspondientes a la potencia puesta a disposición durante los meses de noviembre y diciembre.

Con el Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 23 de junio 2005, se definieron y cuantificaron los stranded cost asignados a cada productor, en concepto de cobertura de los costes no recuperables como consecuencia del proceso de liberalización. Dicho Decreto ha previsto entre otras cosas:

- la modalidad de pago de los stranded cost para el periodo 1/07/05 – 30/06/06
- que la suma restante sea pagada trimestralmente antes del 31 diciembre 2009.

En virtud de este Decreto ENDESA Italia debería recibir 169,1 millones de euros. A 31 de diciembre de 2006 ENDESA Italia ha ingresado 160,7 Millones de euros y quedan pendiente de recibirse otros 10,2 millones de euros.

Otro aspecto que ha caracterizado el 2006 ha sido la crisis en el aprovisionamiento de gas que tuvo lugar en los periodo enero- marzo 2006 (Emergenza gas) motivado por el recorte puntual de los suministros de gas a Europa por parte de Rusia. En Italia la crisis se resolvió a través de un Decreto Ley (el 19/06) que obligó a maximizar la producción de las centrales que podían funcionar con fuel-oil en base a un programa definido por el operador del sistema TERNA.

Estas medidas redujeron la producción de las centrales que consumían gas natural y supusieron cambios en la gestión del parque de producción con los costes correspondientes. En el caso de ENDESA Italia se vieron afectadas las centrales de Tavazzano 8, Tavazzano 7, Ostiglia 4 (las tres bicombustibles con fuel-oil o con gas natural), y las de Monfalcone 3 y Monfalcone 4 (ambas utilizan únicamente fuel-oil como combustible)

El Decreto Ley 19/06 reconoce la recuperación de los costes adicionales incurridos por las empresas en la solución de la Emergenza Gas, según los criterios definidos por l'Autorità en la Delibera 178/06, si bien el importe total que corresponde a cada productor está todavía pendiente de definir.

A mitad de diciembre del 2006 se publicó el PNA de las cuotas de CO₂ para el periodo 2008-2012, en aplicación de la Directiva 2003/87/CE. El borrador de PNA fue enviado a la Comisión Europea para su aprobación y una vez conseguida, se abrirá un periodo de consulta con todos los operadores interesados.

Finalmente destacar que la Comisión Europea modificó el 9 de noviembre del 2006 el reglamento 1228/2003 relativo a las condiciones de acceso a las redes transfronterizas de energía eléctrica. Una de las novedades más relevantes es la introducción de la obligación a los países miembros de adoptar un método común de gestión de las congestiones en las redes de interconexión regionales a partir de enero del 2007. Siguiendo esta disposición, los países pertenecientes a la misma región que Italia (Italia, Francia, Alemania, Austria, Eslovenia y Grecia), han adoptado un método común de gestión en la asignación de la capacidad de importación/exportación relativa al 2007. Esta novedad constituye un paso adelante hacia el desarrollo de un mercado único de la energía.

II.7. Francia.

El 1 de julio del 2007 se producirá la liberalización total de los mercados de gas y electricidad de Francia siguiendo las directrices europeas. Durante el año 2006 el proceso de liberalización ha continuado desarrollándose, si bien de manera muy lenta, y a día de hoy únicamente el 25% del consumo francés está en mercado libre, y los comercializadores alternativos tienen muy poco peso en relación a EdF que posee la mayor parte de los clientes.

Un hecho relevante del 2006 fue el incremento de los precios del mercado mayorista de electricidad francés, en línea con el que se produce en el resto de Europa, que explica gran parte de lo acontecido durante el año en Francia desde el punto de vista eléctrico.

Los clientes franceses suministrados en mercado libre (sobre todo grandes consumidores) han visto a lo largo del año continuos incrementos en su factura eléctrica, mientras que la tarifa regulada, a la que no tienen derecho a volver, permanece inalterada. Las presiones de los grandes clientes llevaron al gobierno a introducir en la nueva Ley 2006-1537 del 7 de diciembre de 2006 relativa al sector energético, la creación de una tarifa regulada para los clientes que habían pasado al mercado libre por un periodo transitorio de dos años. Esta tarifa será aplicada por los comercializadores, que verán compensadas las pérdidas que esto les represente, a través del impuesto sobre la electricidad CSPE y aportaciones de los grandes productores con generación hidráulica y nuclear (EdF y Electrabel).

En esta misma ley se traspone las directivas comunitarias y se autoriza la privatización de GdF en julio del 2007 hasta un 34% que permanecerá en manos públicas. Sin embargo, se mantiene el carácter público de EdF.

El 7 de julio del 2006, basándose en el programa plurianual de inversiones (PPI) realizado en 2005, el gobierno francés publicó un decreto que establece los nuevos objetivos energéticos de cara al 2015: 17.000 MW eólicos, de los que 4.000 MW serán off-shore y 2.000 MW hidráulicos. En lo referente a la producción con gas, se sitúa en el escenario bajo del PPI con 3.000 MW instalados.

En la misma línea, el 10 de julio de 2006 el gobierno revisa al alza las condiciones de compra de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables.

El 27 de septiembre de 2006, por decreto individual y dentro del marco del dispositivo de certificados de economía de energía, se atribuyó a ENDESA France un objetivo de ahorro de energía en los clientes suministrados (certificados blancos) de 51,8 GWh durante el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2006 y el 30 de junio de 2009. Este objetivo es el resultado del reparto del objetivo nacional para el sector de la energía de 30,7 TWh durante el mismo periodo.

En lo referente al cumplimiento del Protocolo de Kyoto, el PNA francés para el período 2008/2012 que había sido enviado a la Comisión Europea el 15 de septiembre, fue devuelto al gobierno para su modificación. El 27 de diciembre de 2006 el gobierno envió a Bruselas un nuevo plan que reduce las asignaciones globales en un 17% en relación a la primera propuesta. Se espera que la Comisión Europea apruebe el plan en los primeros meses del 2007.

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:

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. Cambios regulatorios de años recientes han permitido 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. Durante 2006 se desarrolló la primera licitación de largo plazo y a precio fijo, para un periodo de 10 años comenzando el 2010.
- 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 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 (en adelante, "SEC"), es el organismo fiscalizador.
 - El Panel de Expertos: creado a partir de la Ley Corta, su principal función es la resolución de controversias del sector.
 - Los Centros de Despacho de Carga (CDEC's), 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.

En octubre de 2006 se publicó la Resolución CREG 71, que establece la transición y el nuevo mecanismo de cargo por confiabilidad para remunerar suficiencia del sector eléctrico. Habrá asignación directa entre 2007 y 2009, según aporte de energía firme, y subastas a partir de 2010 por plazos de hasta 20 años.

- 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 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%, 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. Recientemente ambos sistemas se han interconectado 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.

Además, la Resolución de la Secretaría de Energía 1281/2006 segmenta la demanda otorgando a los clientes domésticos una prioridad en el abastecimiento eléctrico. De esta manera, todos los usuarios mayores de 300 KW están obligados a buscar fuera del MEM la energía adicional que precisen sobre su demanda base de 2005. Para asegurarse esta energía, el Gobierno ha creado un programa denominado *Energía Plus* que pretende fomentar la implantación de nueva potencia mediante otra forma de retribución más atractiva.

- 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. Este Acuerdo fue finalmente ratificado por el Presidente Kirchner en diciembre de 2006, mediante el Decreto 1959/2006. Posteriormente, en enero de 2007, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 50/2007 que establece un incremento tarifario del 38% (28% + inflación) y publica el nuevo cuadro tarifario para la distribuidora Edesur. En el marco del mismo acuerdo se abre el compromiso de una Revisión de Tarifas Integral que ha sido retrasada para determinar el nivel de remuneración definitiva que debe tener la distribuidora por cinco años a partir de febrero 2008.

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. En octubre 2006 se firmaron contratos con los suministradores de

equipos y se ajustaron las nuevas fechas, resultando la entrada del ciclo abierto prevista para abril 2008 y del ciclo cerrado en mayo 2009

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 la Agencia de Energía Eléctrica (en adelante, "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 nº 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:

- 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 (en adelante, "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 nuevos requerimientos de demanda.

- 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. Las tarifas se componen de dos parcelas: Parcela A o costes no gerenciabiles (compras de energía, peajes y otros encargos) y Parcela B o costes gerenciabiles (VAD). Las tarifas son sometidas a una revisión periódica (RTO) cada cuatro o cinco años y anualmente son también actualizadas (IRT) por la Agencia de Energía Eléctrica (en adelante, "ANEEL")

aplicando la variación de la inflación mayorista (IGPM) menos un factor de eficiencia (factor x). La revisión periódica de las tarifas afecta tanto a la parcela A y B. En 2003 se realizaron las últimas revisiones de tarifas de distribución.

Posteriormente, en 2006 la ANEEL ha aprobado una nueva metodología a aplicar a la segunda fase de revisiones tarifarias. Entre esta nueva metodología destaca que la Base de Remuneración Regulatoria de los activos (BRR) se blinda por dos revisiones, contabilizándose únicamente las altas de nuevos equipos y las bajas de los antiguos. Actualmente y durante los años 2007-09 se está llevando a cabo la segunda fase de revisiones tarifarias en base a la citada metodología.

- Entidades: los principales organismos son los siguientes:
 - 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 (en adelante "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.
 - 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 (en adelante, "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 (en adelante, "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.

En cuanto a la integración horizontal, en Brasil, desde 2007 no existen restricciones para la integración de la generación. Sí los hay para la distribución. Los límites de concentración para la distribución son 20% a nivel nacional; 35% para el subsistema Norte y Nordeste; y 25% en los subsistemas Sur-Sudeste y Centro-Oeste.

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.
- 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 (OSINERGmin), es el ente regulador y fiscalizador. Está adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros.
 - El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), es quien efectúa el despacho centralizado. Opera el mercado spot y el de transferencias de potencia. Liquidada transferencias de energía y potencia. El directorio está conformado por ocho representantes de los generadores con más de un 1% de la capacidad instalada del sistema y que comercialicen más del 15% de su energía producida, más un representante del sistema principal de transmisión. Se restringe la participación en el directorio de cada grupo económico a un máximo de 2 miembros.
 - La Comisión Anti-Monopolio depende del Instituto de Defensa al Consumidor y la Propiedad Intelectual, INDECOPI.
- Limitaciones a la propiedad: se requiere de autorización para celebrar actos de concentración horizontal en los segmentos de generación, transmisión y distribución, que impliquen una propiedad mayor o igual al 15% del mercado. En el caso de la concentración vertical se requiere autorización cuando previa o posteriormente al acto de concentración, se posea un porcentaje mayor o igual al 5% en cualquiera de los segmentos mencionados.
- Ley 28832 de julio de 2006: Resultado de la discusión entre agentes y comisión señalada en Ley 28447, apunta a modernizar la regulación eléctrica para efectos de solucionar una serie de inconvenientes detectados en diagnóstico compartido. Los principales cambios son: posibilidad de contratar energía regulada vía subastas en contratos de hasta 10 años, reorganización del COES para permitir participación de todos los agentes del sector, redefinición de retribución de transmisión para lograr el desarrollo requerido y adecuación del mercado spot para participación de clientes libres mayores a 10 MW.

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 acogió a la excepción contenida en la NIIF 1, adoptada por la Unión Europea, que permitía 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		
	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005	31 de diciembre de 2004
Patrimonio Neto	15.936	16.327	14.133
De la Sociedad Dominante	11.291	11.590	8.728
De accionistas Minoritarios	4.645	4.737	5.405

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 gestionan con autonomía sus recursos financieros con la supervisión y coordinación de ENDESA.

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		
	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005	1 de enero de 2005 ⁽¹⁾
Negocio en España y Portugal	12.548	11.461	9.586
Negocio en Europa:	1.674	1.286	2.123
Deuda de ENDESA Italia con terceros	748	815	1.293
Resto	926	471	830
Negocio en Latinoamérica:	5.618	6.109	5.350
Deuda de Enersis con terceros	4.749	5.207	4.081
Resto	869	902	1.269
Otros negocios ⁽²⁾	-	(575)	1.639
TOTAL	19.840	18.281	18.698

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

(2) A 31 de diciembre de 2006, no hay deuda asignada a "Otros negocios", ya que, tras la venta del 5,01% de Auna materializada en febrero de 2006, esta línea de negocio ha desaparecido y el saldo de su deuda restante ha quedado integrado en el negocio de España y Portugal.

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					
	31 de diciembre de 2006		31 de diciembre de 2005		31 de diciembre de 2004	
	Corto Plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto Plazo	Largo plazo
Participaciones preferentes ⁽¹⁾	-	1.430	-	1.419	-	-
Obligaciones y otros valores negociables	75	10.837	1.304	10.735	453	11.574
Deudas con entidades de crédito	491	7.457	961	5.592	915	5.128
Otras deudas financieras	63	763	185	841	173	1.013
Total deuda financiera	629	20.487	2.450	18.587	1.541	17.715

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

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 revisión para posible bajada.

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 19.840 millones de euros a 31 de diciembre de 2006, es decir, un 8,5% por encima del nivel que presentaba al cierre del ejercicio anterior.

El aumento del endeudamiento neto del negocio de España y Portugal fue debido, por una parte, al aumento neto de los saldos pendientes de cobro del déficit de ingresos de las actividades reguladas y de los sobrecostes de la generación extrapeninsular por importe de 609 millones de euros; y, por otra, al pago de 1.341 millones de euros, realizado en julio de 2006, en concepto de dividendo por las plusvalías obtenidas en el ejercicio 2005, que contribuyeron a la disminución de deuda de ese año y que la Junta General de Accionistas decidió distribuir a los accionistas.

Por lo que se refiere al negocio en Europa, el aumento del endeudamiento en 388 millones de euros fue ocasionado por el efecto puntual del pago extraordinario del impuesto sobre sociedades realizado en 2006 para acogerse a los beneficios fiscales derivados de aumentar el valor fiscal de los activos, así como por las inversiones efectuadas en el ejercicio para adquirir nuevas sociedades y la deuda incorporada por las mismas.

En cuanto al endeudamiento del negocio en Latinoamérica, descendió en 491 millones de euros en 2006 debido, en su mayor parte, a la evolución con respecto al euro del tipo de cambio de las monedas en las que está denominada esta deuda.

Por otro lado, a la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA, hay que tener en cuenta que, a 31 de diciembre de 2006, la Compañía tenía acumulado un derecho de cobro de 2.789 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica: 1.341 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España; 1.438 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular también en España, y 10 millones por costes de transición a la competencia en Italia. Si se descuentan los importes reconocidos de estas partidas, el endeudamiento neto de ENDESA al término del pasado año se sitúa en 17.051 millones de euros.

El coste medio de la deuda total de la Compañía fue de un 5,45% en el ejercicio 2006. El de la deuda correspondiente al Grupo Enersis se situó en un 9,12%. Si se excluye la deuda de este Grupo, el coste medio de la deuda de ENDESA se cifra en un 4,19% en el período citado.

La vida media de la deuda total del Grupo ENDESA era de 5,2 años a 31 de diciembre de 2006.

En la estructura de su endeudamiento, destaca el nivel de cobertura del riesgo por tipo de interés, con un 65% de deuda contratada a tipo de interés fijo y protegido. Deduciendo los activos regulatorios en España que devengan un tipo de interés variable, dicha proporción se eleva al 76%.

La liquidez de ENDESA en España y la de sus participadas directas, excluido el Grupo Enersis, ascendió a un total de 6.197 millones de euros al término del ejercicio 2006. De esta cantidad, 5.854 millones correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito. Esta liquidez cubre los vencimientos de deuda de 20 meses. A su vez, la liquidez del Grupo Enersis era de 1.218 millones de euros, de los cuales 596 millones correspondían a importes disponibles de forma incondicional en operaciones de crédito, lo que cubre los vencimientos de su deuda de 22 meses.

La deuda financiera neta de ENDESA se situó en 18.281 millones de euros a 31 de diciembre de 2005, lo que supuso 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 correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito a largo plazo. Esta situación permitía la cobertura de los vencimientos de su deuda de los próximos 39 meses.

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 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 2006 y 2005 se recoge en los cuadros que figuran a continuación:

	Millones de euros							
	Saldo a 31/12/2006	Corto plazo	Largo plazo					Total largo plazo
			2007	2008	2009	2010	2011	
Euro	15.648	156	1.244	2.421	563	5.740	5.524	15.492
Dólar	2.886	127	650	446	152	133	1.378	2.759
Peso chileno/ UF	446	0	1	1	109	3	332	446
Real Brasileño	792	41	156	100	309	89	97	751
Otras	1.344	305	133	225	49	152	480	1.039
TOTAL	21.116	629	2.184	3.193	1.182	6.117	7.811	20.487

	Millones de euros							
	Saldo a 31/12/2005	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

Estos cuadros no recogen 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 y 2006 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:

Año 2006

- En el mes de enero se formalizó un préstamo con el Banco Europeo de Inversiones por importe de 300 millones de euros y vencimiento final a 10 años.
- En el mes de marzo se procedió a la extensión del plazo, por un año adicional, del préstamo sindicado de 2.000 millones de euros formalizado en abril de 2005. El 86% del capital aceptó la extensión.
- Asimismo, también se procedió a la extensión por un año adicional de distintas líneas de crédito bilaterales a largo plazo por un importe de 3.058 millones de euros, y cuyo vencimiento se situó en 5 años.
- Entre marzo y junio se formalizaron créditos bilaterales por importe de 675 millones de euros, de los que 275 millones corresponden a operaciones a 5 años con posibilidad de extensión por dos años adicionales.
- En junio se formalizó un crédito en la modalidad "Club Deal" con 15 entidades financieras que ascendió a 2.700 millones de euros, estructurado en dos tramos de igual importe, a 1 y 2 años de plazo respectivamente.
- También en junio, el Instituto de Crédito Oficial concedió a ENDESA un préstamo de 250 millones de euros con vencimiento final en 2016.
- ENDESA en julio realizó su primer préstamo de tipo Schuldschein, para inversores alemanes, por un importe de 21 millones de euros y un plazo de 10 años.
- En noviembre se formalizó la cesión sin recurso del déficit de tarifa del año 2005 por importe de 1.676 millones de euros.
- A través de su filial ENDESA Capital, S.A., se realizaron cinco colocaciones privadas por importe total de 1.300 millones de euros, con un plazo medio ponderado de 2,81 años.
- Se ha renovado en diciembre el programa de "Euro Comercial Paper" de Internacional ENDESA BV, con garantía de ENDESA, y se ha cambiado el límite del mismo de 2.000 millones de dólares a 2.000 millones de euros. El saldo vivo al final del ejercicio era de 751 millones de euros.
- Bajo el programa de pagarés domésticos, ENDESA Capital, S.A. ha continuado realizando subastas quincenales a las que acuden las principales entidades financieras nacionales. Su saldo vivo al final del ejercicio era de 622 millones de euros.
- En lo que se refiere a ENDESA Italia, se han formalizado operaciones de préstamo y crédito por un importe agregado de 495 millones de euros, de los que 250 millones de euros corresponden a operaciones a 5 años de plazo, siendo el resto a 1 año.
- Por último, las principales operaciones financieras realizadas por el Grupo Enersis y sus filiales en 2006 fueron las siguientes:

- En Chile, Enersis y ENDESA Chile formalizaron créditos revolving por importe de 200 y 400 millones de dólares americanos respectivamente, destinados a incrementar la liquidez de ambas compañías. Los plazos de estas operaciones están comprendidos entre 3 y 5 años y medio.
- En Brasil, en junio, la Corporación Financiera Internacional (IFC), perteneciente al Banco Mundial, tomó una participación del 2,702% en el capital de ENDESA Brasil por un importe en reales equivalente a 50 millones de dólares. En agosto, la distribuidora de Río de Janeiro Ampla emitió bonos en el mercado local por importe de 370 millones de reales brasileños a plazos entre 5 y 6 años. Asimismo, en noviembre formalizó un préstamo con el Banco Nacional de Desarrollo por importe de 301 millones de reales brasileños a un plazo de 5 años y medio. Coelce, compañía distribuidora en el estado de Ceará, por su parte formalizó una operación financiera con Banco del Nordeste por importe de 130 millones de reales a un plazo de 8 años. A finales de diciembre, Cien refinanció la totalidad de su deuda con terceros mediante una operación sindicada por importe de 600 millones de reales a 6 años.
- En Argentina, en el mes de mayo, se concretó la refinanciación de la deuda de la generadora argentina Chocón, con la formalización de un préstamo sindicado por importe de 100 millones de dólares y un plazo de 5 años.
- En Colombia se procedió a la refinanciación de la deuda de la generadora Betania con la emisión en febrero de un bono local a 7 años por importe de 100.000 millones de pesos colombianos, y la formalización de un préstamo en modalidad de Club Deal de 270.000 millones de pesos colombianos a 6 años de plazo.
- En Perú, durante el año, Edelnor ha emitido bonos locales por importe total de 168 millones de soles peruanos a plazos comprendidos entre 3 y 10 años. Edegel por su parte, ha hecho tres emisiones de bonos locales por importe total de 80 millones de soles peruanos

Año 2005

- En abril ENDESA 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 era 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 siguió 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 era 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 era 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 Circulante

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 11 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 2004, 2005 y 2006:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
+ Existencias	882	812	756
+ Clientes	5.819	6.098	4.382
- Acreedores Comerciales	(4.763)	(5.683)	(3.303)
= Fondo de Maniobra de Explotación Ajustado	1.938	1.227	1.835
+ Otros Deudores a Corto Plazo	39	77	173
- Otros Acreedores No Financieros a Corto Plazo	(2.753)	(2.275)	(1.805)
= Fondo de Maniobra de Explotación	(776)	(971)	203
+ Tesorería Disponible	965	2.614	2.178
- Endeudamiento Financiero a Corto Plazo	(629)	(2.450)	(1.541)
= Fondo de Maniobra Neto	(440)	164	637

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

Estructura Financiera

A 31 de diciembre de 2006 el patrimonio neto de ENDESA era de 15.936 millones de euros, lo que supone una reducción de 391 millones de euros respecto del cierre de 2005. El ratio de apalancamiento al cierre de 2006 se sitúa en un 124,5%.

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 y 2006 era la siguiente (véase también Apartado 10.1.):

	Estructura del Endeudamiento Neto a 31 de diciembre de 2006					
	ENDESA y filiales Directas		Grupo Enersis		Total Grupo ENDESA	
	Millones de euros	% Total	Millones de euros	% Total	Millones de euros	% Total
Euro	15.029	100	0	0	15.029	76
Dólar	62	0	2.194	46	2.256	11
Otras monedas	0	0	2.555	54	2.555	13
TOTAL	15.091	100	4.749	100	19.840	100
Fijo	7.397	49	3.588	76	10.985	55
Protegido	1.720	11	249	5	1.969	10
Variable	5.974	40	912	19	6.886	35
TOTAL	15.091	100	4.749	100	19.840	100
Vida media (nº años)	5,2		5,2		5,2	

	Estructura del Endeudamiento Neto a 31 de diciembre de 2005					
	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	2	-	12.855	70
Dólar	221	2	2.695	52	2.916	16
Otras monedas	-	-	2.510	48	2.510	14
TOTAL	13.074	100	5.207	100	18.281	100
Fijo	9.793	75	4.499	86	14.292	78
Protegido	1.811	14	148	3	1.959	11
Variable	1.470	11	560	10	2.030	11
TOTAL	13.074	100	5.207	100	18.281	100
Vida media (nº años)	5,3		5,5		5,4	

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 65% respecto del total en 2006. Deduciendo los activos regulatorios en España, que devengan un tipo de interés variable, dicha proporción se eleva al 76%.

A continuación se presenta un desglose de los derivados contratados por el Grupo a 31 de diciembre de 2005 y 2006, su valor razonable y el desglose por vencimientos, de los valores nominales o contractuales:

Derivados	31/12/2006							
	Millones de euros							
	Valor razonable	Valor nocional						
	2007	2008	2009	2010	2011	Posteriores	Total	
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de caja	33	478	402	243	109	211	4.850	6.293
Cobertura de valor razonable	190	30	-	305	50	-	758	1.143
COBERTURA DE TIPO DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de caja	(332)	57	234	-	-	36	1.633	1.960
Cobertura de valor razonable	(49)	9	8	326	6	6	27	382
COBERTURA DE OPERACIONES FÍSICAS:								
Cobertura de flujos de caja	(15)	1.317	96	66	51	24	45	1.599
OTROS DERIVADOS:								
De tipo de interés	25	238	33	1.556	92	100	68	2.087
De tipo de cambio	5	589	48	27	40	13	38	755
De operaciones físicas	-	683	9	2	-	-	-	694

Derivados	31/12/2005							
	Millones de euros							
	Valor razonable	Valor nocional						
	2006	2007	2008	2009	2010	Posteriores	Total	
COBERTURA DE TIPO DE INTERÉS:								
Cobertura de flujos de caja	(172)	728	382	315	528	202	5.033	7.188
Cobertura de valor razonable	243	958	67	174	550	140	77	1.966
COBERTURA DE TIPOS DE CAMBIO:								
Cobertura de flujos de caja	(269)	200	41	131	321	3	1.589	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
OTROS DERIVADOS:								
De tipo de interés	28	311	235	30	1.705	-	150	2.431
De tipo de cambio	(40)	85	9	1	-	-	-	95
De combustibles	-	-	3	-	-	-	-	3
De electricidad	1	222	-	-	-	-	-	222

Avales

El Grupo ENDESA tenía prestados avales ante terceros derivados de sus actividades por un importe de 211 y 187 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.

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 determinadas sociedades del Grupo contiene las estipulaciones financieras ("covenant") habituales en contratos de esta naturaleza.

ENDESA, S.A., International ENDESA B.V. y ENDESA Capital, S.A., que centralizan prácticamente la totalidad de la deuda con terceros de las sociedades del Grupo en España, no tienen en sus contratos de financiación estipulaciones con ratios financieros que pudieran dar lugar a un incumplimiento que provocase un vencimiento anticipado de éstos.

Con respecto a las cláusulas relacionadas con la calificación crediticia, a 31 de diciembre de 2006 ENDESA, S.A. tiene contratadas operaciones financieras por importe de 771 millones de euros que podrían requerir de garantías adicionales o de su renegociación en supuestos de bajada de rating. A 31 de diciembre de 2005 dicho importe ascendía a 899 millones de euros.

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 434 millones de euros a 31 de diciembre de 2006 y 405 millones de euros a 31 de diciembre de 2005.

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 determinadas circunstancias, en incumplimiento de sus obligaciones de pago u otros compromisos 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 emitida por ENDESA, S.A., International ENDESA B.V. y ENDESA Capital, S.A., no contiene ningún tipo de cláusulas de incumplimiento cruzado ("cross default") en relación con la deuda del Grupo Enersis y ENDESA Italia.

A 31 de diciembre de 2006 y 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.

ENDESA y sus filiales tienen préstamos u otros acuerdos financieros con entidades financieras que podrían ser acelerados si se produce un cambio de control en la Sociedad. Aproximadamente 176 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, con respecto a cláusulas relacionadas con la venta de activos, en el supuesto de que dicha cesión afectase significativamente y negativamente a la solvencia de ENDESA, podrían ser acelerados préstamos concertados por ENDESA con el Banco Europeo de Inversiones por aproximadamente 921 millones de euros.

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.

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 2004, 2005 y 2006 los importes dedicados a actividades de investigación y desarrollo han ascendido a 22 millones de euros, 42 millones de euros y 39 millones de euros, respectivamente.

Las principales actuaciones de Tecnología e Innovación desarrolladas en 2006, son las que se detallan a continuación:

Generación

En el terreno internacional, cabe destacar el liderazgo desarrollado por ENDESA y el Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (Circe) como únicos representantes españoles en la plataforma tecnológica europea Zero Emissions Fossil Fuel Power Plants (Zep), cuyo principal objetivo es promover una futura generación limpia con carbón que facilite la renovación y ampliación del parque térmico actual, para hacer posible la implantación en Europa de plantas de generación sin emisiones para el año 2020. Durante el año 2006, la Plataforma Zep aprobó la Agenda de Investigación Estratégica y el Documento de Despliegue Estratégico.

En el ámbito de la UE, ENDESA participa en los proyectos de I+D más relevantes: Dynamis, Cachet, C3-Capture, Geocapacity y Nanoglowa. En el entorno español, ENDESA preside la Plataforma Española del CO₂, y participa el proyecto Cenit CO₂, que constituye el principal esfuerzo de I+D en la lucha contra el cambio climático.

Entorno y sostenibilidad

Cabe destacar el avance en el proyecto El Hierro, a través del cual ENDESA, en colaboración con el Cabildo de la Isla y el ITC, trata de conseguir que el suministro energético de la isla se realice con un sistema de producción eólico-hidráulico totalmente renovable.

Por otro lado, ENDESA es miembro de la red temática europea CO₂Net, es socio fundador de la Asociación Española del Hidrógeno, y también de la Fundación para el Desarrollo de Nuevas Tecnologías de Hidrógeno en Aragón.

E- business

ENDESA apuesta por la implantación de las mejores tecnologías en sus procesos de negocio con objeto de mejorar su eficiencia, fiabilidad y disponibilidad.

Redes de distribución

ENDESA desarrolló en 2006 la presentación al Ministerio de Industria de la segunda propuesta del consorcio Cenit – Denise, con la participación de trece empresas del sector eléctrico y nueve centros de investigación de Madrid, Aragón, Andalucía, Asturias y Cataluña.

Asimismo, ENDESA lanzó el pasado ejercicio en Latinoamérica el primer programa conjunto de redes inteligentes, con la participación de seis distribuidoras eléctricas de cinco países de la región. Su objetivo es la definición y ejecución de proyectos relacionados con la evolución de las redes de distribución.

Por otro lado, ENDESA ha orientado los objetivos de su filial ENDESA Network Factory, que tiene como misión el motivar, fomentar y canalizar el desarrollo de proyectos pioneros en innovación tecnológica para contribuir a optimizar el negocio eléctrico de la Distribución.

Calidad

En cambios de topología, ENDESA promovió en 2006 diversas investigaciones sobre nuevos conductores de alta capacidad, impacto de las nuevas tecnologías de generación en la red de distribución (plantas solares, apoyo eólico, pilas de combustible, minicogeneración), nuevas técnicas en enlaces submarinos para la mejora de la calidad, y automatización y fiabilidad de la red de media tensión.

En lo referente a las mejoras de comportamiento, la Compañía investigó y probó el uso de nuevos materiales poliméricos, y desarrolló mejoras de las puestas a tierra para la minimización de los efectos de los rayos.

En subestaciones, lanzó y desarrolló en primera fase el proyecto derivado de los Premios Novare que tiene como objetivo la monitorización de parámetros en subestaciones para realizar un mantenimiento basado en la condición de los activos, lo que permitirá mejorar la calidad.

Respecto de la mejora de la respuesta ante incidentes, se ha realizado el despliegue del Plan de Movilidad para conseguir una mayor rapidez en la gestión de los mismos, se probó un nuevo terminal Pc portátil Gprs, Gps con acceso a módulos Sde y se intensificó la automatización de la red de media tensión.

Eficiencia

La Compañía siguió desarrollando en 2006 el proceso de estandarización, normalización y homologación de equipos, subestaciones, uso de nuevas tecnologías SF₆ e híbridas, cabinas de 66 kV, y de cables subterráneos de alta tensión, con el fin de hacer más eficientes los procesos de operación de sus activos.

Asimismo, investigó sobre telegestión de equipos de medida de baja tensión comunicados con PowerLine Communications para realizar la telegestión de forma coordinada con los avances tecnológicos en las Redes de Telecontrol y Acceso al Telecontrol en la Media Tensión.

Otras actuaciones sobre eficiencia fueron el inicio del despliegue del Proyecto Diana, el Proyecto Alama, la simplificación del acceso de empresas colaboradoras externas a los sistemas de información de la Compañía, un sistema de predicción de pérdidas no técnicas y un dispositivo de detección de fraude eléctrico por medida diferencial de corrientes.

Medio ambiente

ENDESA mantuvo en 2006 su participación en el desarrollo y aplicación de transformadores de bajas pérdidas en la red de distribución, con identificación y optimización de las pérdidas técnicas en media tensión y el despliegue de medidas para minimizar el impacto ambiental motivado por el contacto o posado de avifauna en conductores o apoyos. Además, la Compañía y la Cátedra "ENDESA Red de Innovación Energética" de la Universidad Politécnica de Barcelona realizaron diversos proyectos de investigación conjuntos y organizaron las II Jornadas Internacionales de Innovación Energética.

Comercial

Los proyectos incluidos en este eje tratan de conseguir una mejor adaptación de los servicios de ENDESA a las necesidades de sus clientes, prestando especial atención al uso eficiente de la energía.

Fomento de la Cultura de la Innovación y Gestión del Talento y del Conocimiento: ENDESA Escuela de Energía (E³)

La misión de "ENDESA Escuela de Energía" es aumentar la capacidad de compartir y generar conocimiento e innovación de estas personas y su principal objetivo, ser el centro de la excelencia, calidad e inteligencia que lidera la gestión de intangibles de la Compañía. Este objetivo se enmarca en el modelo de innovación de ENDESA y en su apuesta por la Innovación y la Tecnología como herramientas para garantizar un crecimiento sostenible y dar respuesta a algunos de los principales retos a los que se enfrentan sus negocios.

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 2007:

	Generación de electricidad (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Negocio eléctrico de España y Portugal	22.972	23.464	(2,1)
Negocio eléctrico de Europa	8.612	11.943	(27,9)
Negocio eléctrico de Latinoamérica	15.711	14.656	7,2
TOTAL	47.295	50.063	(5,5)

	Generación de electricidad en España y Portugal (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Peninsular:	19.457	20.008	(2,8)
Nuclear	6.640	6.450	2,9
Carbón	8.247	8.717	(5,4)
Hidroeléctrica	1.910	1.793	6,5
Ciclos combinados	1.739	2.030	(14,3)
Fuelóleo	98	403	(75,7)
Régimen especial	823	615	33,8
Extrapeninsular	3.515	3.456	1,7
TOTAL	22.972	23.464	(2,1)

	Generación de electricidad en Europa (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Carbón	3.814	5.943	(35,8)
Hidroeléctrica	422	839	(49,7)
Ciclos combinados	3.461	3.292	5,1
Fuelóleo	871	1.860	(53,2)
Eólica	44	9	388,9
TOTAL	8.612	11.943	(27,9)

	Generación de electricidad en Latinoamérica (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Chile	5.192	4.369	18,8
Argentina	4.674	4.580	2,1
Perú	2.118	1.651	28,3
Colombia	2.745	2.976	(7,8)
Brasil	982	1.080	(9,1)
TOTAL	15.711	14.656	7,2

	Ventas de electricidad (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Negocio eléctrico de España y Portugal	28.419	27.108	4,8
Negocio eléctrico de Europa	13.154	15.238	(13,7)
Negocio eléctrico de Latinoamérica	15.268	14.363	6,3
TOTAL	56.841	56.709	0,2

	Ventas de electricidad en España y Portugal (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Mercado regulado	18.785	17.502	7,3
Mercado liberalizado	9.634	9.606	0,3
TOTAL	28.419	27.108	4,8

	Ventas de electricidad en Latinoamérica (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Chile	3.157	3.005	5,1
Argentina	3.985	3.664	8,8
Perú	1.292	1.209	6,9
Colombia	2.750	2.545	8,1
Brasil	4.084	3.940	3,7
TOTAL	15.268	14.363	6,3

	Ventas de gas (GWh)		
	Primer trimestre de 2007	Primer trimestre de 2006	% variación
Mercado liberalizado	1.114	1.115	-
Mercado regulado	7.645	5.624	35,9
TOTAL	8.759	6.739	30,0

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

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

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 los antecedentes de esta financiación, ENDESA tiene derecho a la recuperación de las cantidades financiadas, si bien este derecho podría verse afectado por eventuales cambios futuros en la normativa.

El Real Decreto Ley 3 /2006 aprobó, entre otros aspectos, las siguientes medidas destinadas a reducir el déficit de ingresos de las actividades reguladas:

1. A partir del 3 de marzo de 2006 las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica presentadas simultáneamente por sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial en los mercados diarios e intradiario de producción de electricidad se asimilan a contratos bilaterales físicos que se liquidarán a un precio basado en cotizaciones de mercados de electricidad que serán objetivas y transparentes. El propio Real Decreto Ley estableció este precio de manera provisional en 42,35 euros/MWh, si bien el precio definitivo deberá fijarse por el Gobierno de acuerdo con los precios de mercado según establece el citado Real Decreto Ley.
2. Los ingresos de la generación deberán minorarse para considerar el efecto de la internalización en la formalización de los precios del mercado mayorista por los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente en el Plan de Asignación 2006/2007 que estén relacionados con dichos ingresos.

A la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones aun no se había definido por parte de las Autoridades ni el precio definitivo a aplicar a las ventas de electricidad de la generadora a la distribuidora asimiladas a contratos bilaterales físicos, ni el importe a descontar de los ingresos de generación para considerar el efecto de la internalización en los precios de la electricidad de la asignación gratuita de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En este entorno normativo, diferente del de ejercicios anteriores, la Dirección del Grupo ha analizado los distintos escenarios que podrían derivarse de una interpretación razonable de toda la información disponible sobre estos aspectos, en concreto, el Real Decreto Ley 3/2006, el borrador de Orden Ministerial de desarrollo del mismo y el Informe de la CNE sobre el borrador de Orden Ministerial.

Como consecuencia de dicho análisis, en las Cuentas Anuales Consolidadas del ejercicio 2006 se han registrado las operaciones de venta de electricidad de la generadora a la distribuidora asimiladas a contratos bilaterales físicos al precio provisional de 42,35 euros/MWh y los ingresos se han minorado en 121 millones de euros por la aplicación de la reducción prevista en el Real Decreto Ley 3/2006 en relación con los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente.

Los Administradores del Grupo consideran que estos importes representan su mejor estimación con la información de que disponen en la fecha de formulación de estas Cuentas Anuales Consolidadas, y no prevén que las posibles diferencias positivas o negativas respecto a los importes contabilizados que, en su caso, pudieran ponerse de manifiesto cuando se publique la normativa definitiva, puedan ser significativas en relación con las citadas Cuentas Anuales Consolidadas.

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 período 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	b)	Externo independiente	-
	D. Miguel Blesa de la Parra	c)	Externo dominical	Caja Madrid
	D. José M. Fernández Cuevas	b)	Externo independiente	-
	D. José M. Fernández Normiella (3)	b)	Otros externos	-
	D. Rafael González-Gallarza Morales	b)	Externo independiente	-
	D. Juan Ramón Quintás Seoane	b)	Externo independiente	-
	D. Francisco Javier Ramos Gascón	b)	Externo independiente	-
	D. Alberto Recarte García-Andrade (3)	b)	Otros externos	-
	D. Manuel Ríos Navarro	b)	Externo independiente	-
	D. Juan Rosell Lastortras	b)	Otros externos	-
	D. José Serna Masía	b)	Externo independiente	-
Secretario no 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 circunscribe 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.

(3) Con los criterios del Código Unificado, D. José M. Fernández Normiella y D. Alberto Recarte García-Andrade tendrían la consideración de dominicales.

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 Normiella
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. Pedro Larrea Paguaga
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. Amado Franco Lahoz	Presidente Consejo Asesor de Erz-ENDESA Aragón
D. José Antonio Gutiérrez Pérez	Director General de Erz-ENDESA Aragón
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Gestión Energía Latinoamérica
D. José Luis Marín López Otero	Director General de ENDESA Red
D. Alberto Martín Rivals	Consejero / Director General de ENDESA France
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	Presidente Consejo Asesor y Director General de Unelco-ENDESA Canarias
D. José Luis Puche Castillejo	Director Corporativo de Auditoría
D. Álvaro Quiralte Abelló	Director General de Gestión Energía
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	Consejero y Presidente de ENDESA Chile
D. Jaime Ybarra Lloset	Presidente Consejo Asesor Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura
D. Pablo Yrarrazabal Valdés	Presidente de Enersis
D. Rafael López Rueda	Gerente General de Chilectra
D. Joaquín Galindo Vélez	Consejero / Director General de ENDESA Italia
D. Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General de Enersis
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	Ocupación actual: Presidente de ENDESA, S.A. (Mayo 2002). 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). 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

	<p>Legislación.</p> <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>
D. Rafael Miranda Robredo Burgos. 1949	<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; Presidente del Club Español de la Energía.</p> <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).</p>
D. Alberto Alonso Ureba Sevilla. 1953	<p>Ocupación actual: Abogado en ejercicio Despacho Ramón y Cajal; Catedrático de Derecho Mercantil Universidad Rey Juan Carlos de Madrid.</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"; Miembro del Consejo de Redacción de la Revista "Aranzadi Civil".</p> <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 distintas Universidades españolas (desde 1975 hasta la actualidad); Miembro del Ilustre Colegio de Abogados de Madrid; Asesor jurídico-mercantil nacional e internacional.</p>
D. Miguel Blesa de la Parra Linares (Jaén). 1947	<p>Ocupación actual: Presidente de Caja Madrid.</p> <p>Consejos de Administración: 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); Vicepresidente dominical de Iberia, L.A.E.; Consejero de Fomento de Construcciones y Contratas, S.A.</p> <p>Otras actividades: Presidente de la Fundación General Universidad Autónoma; Patrono Fundación colección Thyssen Bornemisza; Miembro del Consejo Rector de APD; Patrono Fundación Príncipe de Asturias; Vicepresidente de la Junta Rectora 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; Presidente del Patronato de la Fundación CIEES.</p> <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).</p>
D. José M. Fernández Cuevas La Losa (Segovia). 1936	<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.; Consejero de ENDESA Internacional, 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> <p>Formación: Doctor Ingeniero Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid; Licenciado en ciencias Empresariales por ICADE; Auditor de Cuentas.</p> <p>Experiencia: Inspector Jefe de la Delegación de Hacienda de Ciudad Real; 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.</p>
D. José M. Fernández Norniella Oviedo. 1945	<p>Ocupación actual: Consejero de Iberia, L.A.E. y Consejero de Caja Madrid.</p> <p>Consejos de Administración: Vicepresidente de Chilectra, S.A.; Consejero de ENDESA Internacional, S.A.</p> <p>Formación: Ingeniero en Técnicas Energéticas por la Universidad Politécnica de Madrid; Diplomado en Comercio Exterior; Diplomado en Logística y Aprovisionamientos.</p> <p>Experiencia: Director Comercial de Electromecanique (1969-1974); Jefe Departamento de Compras de Alpha-Laval, S.A. (1974-1978); Director de Fábrica de MSA (Blackstone) (1978-1980); Vicepresidente de Dirna (1980-1981); Director General de Administración de ABB (1981-1993); Diputado Nacional (1993-1996); Secretario de Estado (1996-1998); Vicepresidente de Aldeasa (1998-2000); Presidente de Ebro Puleva (2001-2005).</p>
D. Rafael González-Gallarza Morales Madrid. 1934	<p>Ocupación actual: Presidente de Prensa Malagueña, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de Pernod Ricard, París; Consejero de ENDESA Internacional, S.A.</p> <p>Otras actividades: Patrono de la Fundación contra la Esclerosis Múltiple de Madrid.</p>

	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid; Diplomado Superior de Derecho Comparado Luxemburgo.</p> <p>Experiencia: Funcionario del Cuerpo Técnico de Administración Civil; Experto de la UNESCO y de la OCDE; Secretario General Técnico del Ministerio de Justicia y de Presidencia de Gobierno.</p>
D. Juan Ramón Quintás Seoane A Coruña. 1943	<p>Ocupación actual: Presidente y Director General de la Confederación Española de Cajas de Ahorro (CECA); Vicepresidente de la Agrupación Europea de Cajas de Ahorros; Vocal de la Comisión Gestora del Fondo de Garantía de Depósitos en Cajas de Ahorros.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de CASER Grupo Asegurador; Consejero de LICO Corporación, S.A.; Consejero de Ahorro Corporación; Vicepresidente Agrupación Europea de Cajas de Ahorro.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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).</p>
D. Francisco Javier Ramos Gascón Madrid. 1936	<p>Ocupación actual: Consejero independiente de la Sociedad Rectora de la bolsa de Madrid y Vocal de la Comisión Permanente de la misma.</p> <p>Consejos de Administración: Presidente de Araluz de Inversiones SICAV, S.A.; Consejero de ENDESA Europa, S.L.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Experiencia: Intendente del Ministerio de Hacienda; Agente de Cambio y Bolsa de Madrid; Corredor de Comercio Colegiado de Madrid; Notario de Madrid; Director General de Política Financiera (Ministerio de Hacienda); Síndico Presidente de la Bolsa de Madrid.</p>
D. Alberto Recarte García- Andrade Madrid. 1947	<p>Ocupación actual: Vicepresidente Ejecutivo y Consejero Delegado de Centurión, Española de Coordinación Técnica y Financiera, S.A.</p> <p>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.; Presidente de Inversiones Loarga, S.A.</p> <p>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; Vocal de la Junta Directiva de la Asociación Madrileña de Empresas Familiares; Miembro del Consejo Rector IE; Presidente Unión Liberal Radio Madrid, S.L.; Patrono de Faes.</p> <p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid (1969); Licenciado en Ciencias Económicas Universidad Complutense de Madrid (1973); Técnico Comercial y Economista del Estado (1973).</p> <p>Experiencia: Consejero Comercial de la Embajada de España en La Habana (1974-1978); Director General de Organización del Gabinete del Presidente del Gobierno (1978-1980); Consejero Económico del Presidente del Gobierno (1980-1982); Consejero Delegado de la Caja Postal de Ahorros (1980-1982); Vicepresidente del Círculo de Empresarios.</p>
D. Manuel Ríos Navarro Valencia. 1958	<p>Ocupación actual: Vicepresidente y Director General de Industrias Peleteras, S.A. – INPELSA –.</p> <p>Consejos de Administración: Consejero de ENDESA Internacional, S.A.; Vicepresidente de Industrial Peleteras, S.A.; Consejero de Rimalo Inversiones SICAV, S.A.</p> <p>Otras actividades: Vicepresidente Comité Ejecutivo de Feria de Valencia; Vicepresidente Fundación Bancaja; Miembro Junta Directiva de Cec-Fecur; Miembro Patronato Fundación Etnor.</p> <p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad de Valencia; Macroeconomía y Marketing Boston University (USA).</p> <p>Experiencia: Director Comercial de Industrias Peleteras, S.A.; Consejero de Tenerías Omega.</p>
D. Juan Rosell Lastortras Barcelona. 1957	<p>Ocupación actual: Presidente de OMB, Sistemas Integrados para la Higiene Urbana, S.A.; Presidente de Congost Plastic, S.A.; Consejero de Corporación Uniland, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: 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 Candeplastic, S.L.; Consejero de Civislar, S.A.; Consejero de ENDESA Italia, S.p.A.</p> <p>Otras actividades: Presidente de Fomento del Trabajo Nacional; Presidente del Instituto de Logística Internacional; Presidente del Fodere; Patrono de la Fundación FC Barcelona; Miembro de la Mont Pelerin Society; Patrono de la Fundación CEOE.</p> <p>Formación: Ingeniero Industrial Universidad Politécnica de Barcelona; Estudios de Ciencias Políticas Universidad Complutense de Madrid.</p>

	Experiencia: Director General de Congost, S.A.; Presidente de ENHER, S.A.; Presidente de FECSA.
D. José Serna Masía Albacete. 1942	Ocupación actual: Notario de Barcelona. Consejos de Administración: Consejero de ENDESA Europa, S.L. Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense 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 MEFFSA (1992-1993); Vicepresidente de Societé Générale Valores (1991-1994).
D. Salvador Montejo Velilla Madrid. 1958	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 y de la Comisión Permanente de la Fundación Sevillana. 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 (1989-1999).

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	Formación: Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid; Abogado del Estado. Experiencia: Abogado del Estado Servicio Jurídico del Estado ante el Tribunal Superior de Justicia de Madrid (1991-1995); Abogado del Estado-Jefe Servicio Jurídico Regional de Madrid AEAT (1995-1996); Secretario General y del Consejo de Administración y Director Asesoría Jurídica de la Agencia Industrial del Estado (1996-1997); Director de la Asesoría Jurídica de SEPI (1997-1998); Profesor de Derecho Mercantil – Universidad Carlos III de Madrid (1991-1995). Ocupación actual: Director Corporativo de Asesoría Jurídica ENDESA, S.A.
D. José Damián Bogas Gálvez Madrid. 1955	Formación: Ingeniero industrial del ICAI Experiencia: Ingeniero de Sistemas en División de Ingeniería en Dimetronic (1980-1981); Analista de sistemas en ERIA (1981-1982); Jefe Sección de Estudios de Mercado en el Departamento de Planificación de ENDESA (1982-1984); Jefe Departamento de Relaciones Comerciales en ENDESA (1984-1986); Director Adjunto de Control y Gestión de Energía en ENDESA (1988); Director de Control y Gestión de Energía en ENDESA (1988-1997); Director General de ENDESA (1997-1998); Director General de Negocio Eléctrico ENDESA (1998-2004). Ocupación Actual: Director General de España y Portugal ENDESA, S.A. Consejos de Administración: Consejero de Compañía Operadora del Mercado Español de la Electricidad (OMEL); Presidente de Elcogas, S.A.; Consejero de ENDESA Generación Portugal, S.A.; ex Presidente ENDESA Italia, S.p.A; ex Presidente Énergie Électrique de Tahaddart; ex Vicepresidente Fecsa.
D. Pedro Larrea Paguaga Madrid. 1964	Formación: Ingeniero de Minas. Universidad Politécnica de Madrid. Especialidad Energía y Combustibles (1982/1988); Master on Business Administration. INSEAD Fontainebleau, Francia. Premio Henry Ford II (1991-1992). Experiencia: · Staff Organización. Unión Fenosa-Norcontrol. España-Uruguay (1989). · Analista de Mckinsey&Company. España-USA (1989-1991). · Asociado de Mckinsey&Company. España-USA (1992-1995). · Subdirector de Regulación. ENDESA, S.A. (1996-1997). · Director de Estrategia y Regulación. ENDESA, S.A. (1997-1999). · Subdirector General Gestión de la Energía. ENDESA, S.A. (1999-2006). · Director General Gestión de la Energía. ENDESA, S.A. (2002-2006). Ocupación actual: Director General Latinoamérica de ENDESA, S.A. Consejos de Administración: Consejero de Endesa Internacional, S.A.; Vicepresidente de Endesa Chile, S.A.
D. Jesús Olmos Clavijo Madrid. 1960	Formación: Ingeniero Industrial ETSII de Madrid; Executive MBA Instituto de Empresa; PDD IESE Universidad de Navarra. Experiencia: Gestión de Combustible. Subdirección Nuclear Iberdrola (1986-1991); Jefe de Desarrollo tecnológico y medioambiental de ENDESA (1991-1992); Director Proyectos Internacionales ENDESA (1992-1997); Director Gabinete Presidente, ENDESA (1997-2000); Consejero – Director General de ENDESA Italia, S.p.A. (2000-2004). Ocupación actual: Director General Europa, ENDESA, S.A. Consejos de Administración: Consejero Director General de ENDESA Europa, S.L.; Presidente de ENDESA Italia, S.p.A; Consejero de Snet; Presidente de Empresa Eléctrica Tahaddart; ex Consejero de Tejo Energía, Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, 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.

	<p>Experiencia: Subdirector de Finanzas Instituto Nacional de Industria (1976-1983); Director Financiero Industria Española del Aluminio (INESPAL) (1983-1991) y Director Financiero de Endesa (1991-1997).</p> <p>Ocupación actual: Director Corporativo Financiero y de Control ENDESA, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: ex Director Titular de Enersis, S.A.; ex Vicepresidente de Unión Eléctrica de Canarias, S.A.</p>
D. Carlos Torres Vila Salamanca. 1966	<p>Formación: Ingeniero Eléctrico M.I.T.; L. Empresariales, M.I.T.; MBA, M.I.T.; Licenciado en Derecho UNED.</p> <p>Experiencia: Analista Banco de Inversión y Servicios Financieros (BISF) (1988); Consultor externo CEDONOSA (1989); Socio de McKinsey & Company (1990-2002);</p> <p>Ocupación actual: Director Corporativo de Estrategia de ENDESA, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: Director Titular de ENDESA Chile, S.A.; ex consejero de Auna Operadores de Telecomunicaciones, S.A.</p>
D. Antonio Pareja Molina Granada. 1949	<p>Formación: Licenciado en Ciencias Empresariales Universidad de Granada; Executive MBA por London Business School e Instituto de Empresa</p> <p>Experiencia: Profesor Microeconomía Facultad Ciencias Económicas de la Universidad de Barcelona (1971-1976); Director de Control de SEAT (1972-1986); Director de Planificación y Control ENDESA (1986-2001); y Director General de Planificación y Medios de ENDESA (2001-2004).</p> <p>Ocupación actual: Director Corporativo de Servicios y Tecnología de ENDESA, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: ex Consejero de Gas y Electricidad Distribución Eléctrica, S.A.U. (GESA); ex Vicepresidente de ENDESA Chile, S.A.</p>
D. Germán Medina Carrillo Granada. 1948	<p>Formación: Licenciado en Derecho Universidad de Granada.</p> <p>Experiencia: Funcionario Público (1974-1986); Actividades de Asesoría Empresarial (1977-1986); Abogado en ejercicio (1977-1986); Responsable de Relaciones Industriales de ENDESA (1986-1987); Director Adjunto de Recursos Humanos de ENDESA (1987-1988); Director de Organización y Coordinación ENDESA (1988-1989); Director de Organización y Recursos Humanos ENDESA (1989-1997).</p> <p>Ocupación actual: Director Corporativo de Recursos Humanos de ENDESA, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: ex Consejero y ex Vicepresidente de Electra de Viesgo S.A.; ex Consejero de Hidroeléctrica de Cataluña S.A.; Consejero de Fraternidad-Muprespa.</p>
D. Gabriel Castro Villalba Larache (Marruecos). 1939	<p>Formación: Licenciado en Derecho por la Universidad de Barcelona.; Letrado de la AISS.</p> <p>Experiencia: Director Central de Asuntos Sociales Ministerio de Relaciones Sindicales (1976-1977); Secretario General del Partido Liberal (1987-1989); Libre ejercicio de actividades profesionales en el campo de la Identidad Corporativa, la Comunicación Social y las Relaciones Públicas para los sectores privado y público (1977-1997).</p> <p>Ocupación actual: Director Corporativo de Comunicación de ENDESA, S.A.</p> <p>Consejos de Administración: ex Consejero de Fuerzas Eléctricas de Cataluña, S.A.U.; Patrono de la Fundación ENDESA; Patrono de la Fundación Sevillana.</p>

Condena en relación con delitos de fraude.

Los miembros del Consejo de Administración de ENDESA así como el resto de miembros de la Alta Dirección de la Empresa, no tienen 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.

En relación con lo dispuesto en el artículo 127 ter. de la Ley de Sociedades Anónimas, durante el ejercicio 2006 no se han dado situaciones de conflicto de interés en las que se encontrasen los Administradores.

No obstante, el Consejero D. Juan Ramón Quintás Seoane, manifestó que en la OPA de Gas Natural sobre ENDESA, al ser participadas ambas entidades por Cajas de Ahorros, surgió la posibilidad de que las Cajas implicadas pudieran interesar su mediación entre ellas en tanto que Presidente de la Confederación Española de Cajas de Ahorro (CECA). Previendo esa posibilidad, suspendió su asistencia a las sesiones del Consejo de Administración de ENDESA, S.A. desde que tuvo conocimiento de la misma

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

Administradores y Alta Dirección

1. Retribución Consejo de Administración

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 fija mensual. El Consejo 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 artículo 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%. 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 el ejercicio 2006, la asignación fija mensual para cada Consejero ha sido de 4.006,74 euros brutos 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 brutos cada una. El detalle de las retribuciones percibidas por los miembros del Consejo de Administración es el siguiente:

	Retribución Fija (Euros)			
	2006		2005	
	A. Fija	Retribución	A. Fija	Retribución
Manuel Pizarro Moreno ⁽¹⁾	48.081	1.249.200	48.081	1.200.000
Rafael Miranda Robredo ⁽¹⁾	48.081	1.124.280	48.081	1.080.000
Alberto Alonso Ureba	48.081	-	48.081	-
Miguel Blesa de la Parra	48.081	-	48.081	-
Rafael Español Navarro ⁽⁴⁾	-	-	24.040	-
José María Fernández Cuevas	48.081	-	48.081	-
José Manuel Fernández Norriella	48.081	-	48.081	-
José Fernández Olano ⁽⁴⁾	-	-	24.040	-
Rafael González-Gallarza Morales	48.081	-	48.081	-
Francisco Núñez Boluda ⁽⁵⁾	8.013	-	48.081	-
José Luis Oller Ariño ⁽⁴⁾	-	-	24.040	-
Juan Ramón Quintás Seoane ⁽²⁾	-	-	-	-
Francisco Javier Ramos Gascón	48.081	-	48.081	-
Alberto Recarte García-Andrade ⁽³⁾	48.081	-	28.047	-
Manuel Ríos Navarro	48.081	-	48.081	-
Juan Rosell Lastortras ⁽³⁾	48.081	-	28.047	-
José Serna Masía	48.081	-	48.081	-
Suma	584.985	2.373.480	657.105	2.280.000
TOTAL	2.958.465		2.937.105	

(1) En todas las sociedades del Grupo ENDESA, la retribución fija del primer ejecutivo de la Sociedad es un 10% menor que la del Presidente.

(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 (Euros)			
	2006		2005	
	Beneficios	Retribución	Beneficios	Retribución
Manuel Pizarro Moreno	39.667	1.640.963	14.806	829.323
Rafael Miranda Robredo ⁽¹⁾	39.667	1.431.187	14.806	711.272
Alberto Alonso Ureba	39.667	-	14.806	-
Miguel Blesa de la Parra ⁽²⁾	-	-	-	-
Rafael Español Navarro ⁽⁵⁾	16.528	-	14.806	-
José María Fernández Cuevas	39.667	-	14.806	-
José Manuel Fernández Norriella	39.667	-	14.806	-
José Fernández Olano ⁽⁵⁾	16.528	-	14.806	-
Rafael González-Gallarza Morales	39.667	-	14.806	-
Francisco Núñez Boluda	39.667	-	14.806	-
José Luis Oller Ariño ⁽⁵⁾	16.528	-	14.806	-
Juan Ramón Quintás Seoane ⁽³⁾	-	-	-	-
Francisco Javier Ramos Gascón	39.667	-	14.806	-
Alberto Recarte García-Andrade ⁽⁴⁾	23.139	-	-	-
Manuel Ríos Navarro	39.667	-	14.806	-
Juan Rosell Lastortras ⁽⁴⁾	23.139	-	-	-
José Serna Masía	39.667	-	14.806	-
Suma	492.532	3.072.150	192.478	1.540.595
TOTAL	3.564.682		1.733.073	

(1) La retribución variable total del señor Miranda asciende a 750.113 euros en 2005 y 1.484.241 euros en 2006, aunque de esas cantidades, se han descontado 38.841 euros y 53.054 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.

	Dietas (Euros)			
	2006		2005	
	ENDESA	Otras Cías.	ENDESA	Otras Cías.
Manuel Pizarro Moreno	130.219	-	106.179	-
Rafael Miranda Robredo	130.219	97.128	106.179	89.755
Alberto Alonso Ureba	130.219	-	104.175	-
Miguel Blesa de la Parra	108.182	-	94.158	-
Rafael Español Navarro ⁽¹⁾	-	-	34.057	31.778
José María Fernández Cuevas	138.233	-	106.179	21.136
José Manuel Fernández Norriella	124.209	37.633	96.162	43.118
José Fernández Olano ⁽¹⁾	-	-	32.054	30.288
Rafael González-Gallarza Morales	62.104	20.034	54.091	18.032
Francisco Núñez Boluda ⁽²⁾	16.027	22.037	58.098	18.030
José Luis Oller Ariño ⁽¹⁾	-	-	36.061	11.019
Juan Ramón Quintás Seoane ⁽³⁾	-	-	64.108	-
Francisco Javier Ramos Gascón	60.101	22.037	60.101	22.037
Alberto Recarte García-Andrade	56.094	20.034	24.040	8.013
Manuel Ríos Navarro	66.111	20.034	54.091	22.038
Juan Rosell Lastortras	38.064	30.594	20.034	2.400
José Serna Masía	60.101	22.037	62.104	22.037
TOTAL	1.119.883	291.568	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) Sin asistencia durante el ejercicio.

	Otras Retribuciones (Euros)	
	2006	2005
Manuel Pizarro Moreno	4.342	4.444
Rafael Miranda Robredo	21.608	21.014
Rafael Español Navarro ⁽¹⁾	-	7.021
TOTAL	25.950	32.479

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

	Anticipos y Préstamos (Euros)	
	2006	2005
Rafael Miranda Robredo	375.379	435.379

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, 92.802 euros en 2005 y 32.802 euros en 2006 eran préstamos con interés a Euribor más 0,5 %.

	Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones (Euros)	
	2006	2005
Manuel Pizarro Moreno	441.772	236.655
Rafael Miranda Robredo ⁽¹⁾	4.926.911	2.122.182

(1) La Compañía tiene establecida con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, es decir, derecho a la prejubilación, una garantía de derechos futuros en materia de pensiones y retribuciones. Así, de la cifra citada para el año 2005, 1.389.000 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 2006, las aportaciones ascendieron a 4.321.190 euros.

	Primas de Seguros de Vida (Euros)	
	2006	2005
Manuel Pizarro Moreno	96.716	119.509
Rafael Miranda Robredo	43.270	85.206
Consejeros	129.680	120.798

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Consejeros

Por lo que a retribuciones se refiere la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor del Consejero Delegado por importe de 12.525.120 euros en 2006 (que en 2005 eran 10.369.336 euros) 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, es decir, derecho a la prejubilación. 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.

2. Retribución Alta Dirección

Remuneración de los Altos Directivos durante los ejercicios 2005 y 2006

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	
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 ⁽²⁾	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⁾⁽²⁾	Director General de Minería
D. Pedro Larrea Paguaga	Director General de Latinoamérica
D. Héctor López Vilaseco	Director General de Gestión Energía Latinoamérica
D. José Luis Marín López Otero ⁽¹⁾	Director General de ENDESA Red
D. Alberto Martín Rivals	Consejero / Director General de ENDESA France
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⁾	Presidente Consejo Asesor y Director General de Unelco-ENDESA Canarias
D. José Luis Puche Castillejo	Director Corporativo de Auditoría
D. Álvaro Quiralte Abelló	Director General de Gestión Energía
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⁾⁽²⁾	Director General de Latinoamérica
D. Jorge Roseblut 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	Consejero y Presidente de ENDESA Chile
D. Jaime Ybarra Lloset	Presidente Consejo Asesor Sevillana-ENDESA Andalucía y Extremadura
D. Pablo Yrarrazabal Valdés	Presidente de Enersis
D. Rafael López Rueda	Gerente General de Chilectra
D. Joaquín Galindo Vélez	Consejero / Director General de ENDESA Italia
D. Ignacio Antoñanzas Alvear	Gerente General de Enersis
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) del cuadro "Otros beneficios", que se detalla a continuación, con sus condiciones particulares.

(2) Causaron baja en el ejercicio 2006.

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

	Remuneración (Euros)			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo	
	2006	2005	2006	2005
Retribución Fija	11.127.746	10.243.457	-	-
Retribución Variable	7.972.783	5.819.157	-	-
Dietas	-	-	396.697	203.327
Atenciones Estatutarias	-	-	-	-
Opciones sobre Acciones y otros Instrumentos Financieros	-	-	-	-
Otros	1.791.027	527.577	-	-
TOTAL	20.891.556	16.590.191	396.697	203.327

	Otros Beneficios (Euros)			
	En la Sociedad		Por la pertenencia a Consejos de Administración de Sociedades del Grupo	
	2006	2005	2006	2005
Anticipos	1.455.737	1.713.932	-	-
Créditos concedidos	3.053.020	3.160.193	-	-
Fondos y Planes de Pensiones: Aportaciones ⁽¹⁾	9.572.630	5.915.382	-	-
Fondos y Planes de Pensiones: Obligaciones contraídas	-	-	-	-
Primas de Seguros de Vida	676.717	793.901	-	-

(1) La Compañía tiene establecida con carácter general, para el personal que cumple determinados supuestos de edad y antigüedad, es decir, derecho a la prejubilación, una garantía de derechos futuros en materia de pensiones y retribuciones. Así, de la cifra citada para el año 2005, 3.728.101 euros corresponden a primas pagadas para atender obligaciones pendientes por pensiones de ejercicios futuros previstas a favor de la Alta Dirección que tiene derecho a ello, al igual que para el resto del personal afectado en el mismo supuesto de edad y antigüedad. Para el año 2006 las aportaciones ascendieron a 7.027.219 euros.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Dirección

Por lo que a retribuciones se refiere, la Sociedad tiene garantías constituidas mediante aval a favor de los Altos Directivos que tienen derecho a ello por importe de 34.984.970 euros en 2006 (que en 2005 eran 36.779.976 euros) 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, es decir, derecho a la prejubilación. 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.

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 2005 y 2006.

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.

Cláusulas de garantía: Consejo de Administración y Alta Dirección

Cláusulas de garantía para casos de despido o cambios de control

Este tipo de cláusulas es el mismo en los contratos de los Consejeros Ejecutivos y de los Altos Directivos de la Sociedad y de su Grupo, se ajustan a la práctica habitual del mercado^(*), como se deriva de los informes solicitados por la Compañía, han sido aprobadas por el Consejo de Administración previo informe del Comité de Nombramientos y Retribuciones y recogen supuestos de indemnización para extinción de la relación laboral y pacto de no competencia post-contractual.

El régimen de estas cláusulas es el siguiente:

Extinción:

- Por mutuo acuerdo: indemnización equivalente a tres veces la retribución anual.
- Por decisión unilateral del directivo: sin derecho de indemnización, salvo que el desistimiento se base en un incumplimiento grave y culpable de la Sociedad de sus obligaciones, vaciamiento del puesto, cambio de control o demás supuestos de extinción indemnizada previstos en el Real Decreto 1382/1985.
- Por desistimiento 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 post-contractual:

Dos años de duración. En contraprestación, el directivo tendrá derecho a cobrar una cantidad equivalente a una retribución fija anual.

A 31 de diciembre de 2006 el número de beneficiarios, Consejeros Ejecutivos y Altos Directivos, ascendía a 33.

(*) Por adecuación a mercado, en el caso de tres de los Altos Directivos citados, la garantía es de una mensualidad y media de retribución por año de servicio, para determinados supuestos de desvinculación de la empresa.

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:

- a) Informar en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materias de su competencia.
- b) 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.
- c) Supervisar los servicios de auditoria interna.
- d) Conocer el proceso de información financiera y de los sistemas de información y de control interno de la sociedad.
- e) 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 Auditoría y Cumplimiento.

Durante el ejercicio 2006, el Comité de Auditoría y Cumplimiento ha celebrado 5 reuniones.

El Comité de Auditoría y Cumplimiento, en su sesión de fecha 29 de mayo de 2006, revisó el contenido del presente Documento de Registro de Acciones.

Comité de Nombramientos y Retribuciones

El Comité de Nombramientos y Retribuciones estará integrado por un mínimo de cuatro y un máximo de seis miembros del Consejo de Administración, designados con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. En su composición deberán ser mayoría los consejeros cuya vinculación con la Sociedad se circunscriba a la condición de miembro del Consejo. El Presidente del Comité de Nombramientos y Retribuciones será designado por el Consejo de Administración de entre sus miembros, con el voto favorable de la mayoría del propio Consejo. El Presidente deberá ser sustituido cada cuatro años, pudiendo ser reelegido una vez transcurrido un plazo de un año desde su cese. El Secretario del Comité será el del Consejo de Administración y levantará acta de los acuerdos adoptados, de los que se dará cuenta al Consejo.

El Comité de Nombramientos y Retribuciones tendrá encomendadas, entre otras, las funciones de informar y proponer el nombramiento de los miembros del Consejo de Administración, ya sea por el supuesto de cooptación como para su propuesta a la Junta General. Asimismo, informará acerca de sus retribuciones. Además, el Comité tendrá encomendadas las siguientes funciones:

- Informar al Consejo de Administración sobre los nombramientos relativos a la Alta Dirección de ENDESA., así como de los primeros ejecutivos de Enersis, Chilectra y ENDESA Chile.
- Aprobar las retribuciones de los miembros de la Alta Dirección.
- Decidir la adopción de esquemas de retribución para la Alta Dirección que tengan en cuenta los resultados de las empresas. Igualmente, deberá conocer y valorar la política de directivos de la empresa.
- Determinar los regímenes particulares de vinculación del Presidente y del Consejero Delegado con la sociedad.
- Elaborar y aprobar el Estatuto de la Alta Dirección.

Estas funciones se entenderán con carácter enunciativo y sin perjuicio de aquéllas otras que el Consejo de Administración pudiera encomendarle. El Consejo podrá requerir al Comité la elaboración de informes sobre aquellas materias propias de su ámbito de actuación.

En la actualidad integran este Comité los siguientes miembros:

Cargo	Miembro	Fecha Nombram.	Carácter
Presidente	D. 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)
Secretario no Consejero	D. Salvador Montejo Velilla	01.07.1999	-

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

Durante el ejercicio 2006, el Comité de Nombramientos y Retribuciones ha celebrado 9 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 2006, que ha sido informado por el Comité de Auditoría y Cumplimiento de la Sociedad, en su reunión de 14 de mayo de 2007, y aprobado por unanimidad por el Consejo de Administración, en su sesión de 14 de mayo de 2007. Finalmente, con fecha 16 de mayo de 2007, 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 2006, ENDESA tenía un total de 26.758 empleados, lo que supone una reducción del 1,6% respecto de los existentes al final del ejercicio anterior. La plantilla de su negocio eléctrico en España y Portugal ha pasado de 12.709 empleados al cierre de 2005 a 12.666 al término de 2006, lo que supone una disminución del 0,3%. Por lo que se refiere al conjunto de los negocios que desarrolla fuera de España, su plantilla total ha pasado de 14.470 a 14.092 empleados entre el cierre de 2005 y el de 2006.

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

Plantilla Final	2006	% Variación	2005	% Variación	2004
Negocio eléctrico en España y Portugal	12.666	(0,3)	12.709	(1,4)	12.889
Generación	4.064	(0,4)	4.080	(5,7)	4.328
Distribución	6.296	(4,4)	6.588	0,3	6.566
Otros	2.306	13,0	2.041	2,3	1.995
Negocio eléctrico en Europa	2.130	(1,1)	2.153	(11,6)	2.436
Negocio eléctrico internacional	11.962	(2,9)	12.317	5,0	11.735
Generación	1.768	10,4	1.601	2,2	1.567
Distribución	7.323	1,6	7.210	0,7	7.158
Otros	2.871	(18,1)	3.506	16,5	3.010
Otros negocios	--	(100,0)	25	(73,1)	93
TOTAL	26.758	(1,6)	27.204	0,2	27.153

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 directo, los actuales Consejeros de la Sociedad a la fecha de registro del presente Documento de Registro de Acciones asciende a 135.126 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 Normiella	-	-	-	-	-
D. Rafael González-Gallarza M.	3.300	-	-	3.300	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 Serna Masiá ⁽⁶⁾	16.976	520	-	17.496	0,001
TOTAL	135.126	48.982	105.197.057	105.381.165	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 69.380 acciones, que representan el 0,00655% 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	-	-	-
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. Pedro Larrea Paguaga	3.015	-	3.015
D. Héctor López Vilaseco	-	-	-
D. José Luis Marín López Otero	1.000	-	1.000
D. Alberto Martín Rivals	780	-	780
D. José A. Martínez Fernández	-	-	-
D. Germán Medina Carrillo	7.573	-	7.573
D. Salvador Montejo Velilla	20	-	20
D. Manuel Morán Casero	3.610	-	3.610
D. Jesús Olmos Clavijo	7.108	-	7.108
D. José Luis Palomo Álvarez	7.056	-	7.056
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. Jorge Rosemblut 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	-	-	-
D. Pablo Yrarrazabal Valdés	-	-	-
D. Rafael López Rueda	-	-	-
D. Joaquín Galindo Vélez	-	-	-
D. Ignacio Antoñanzas Alvear	2.668	-	2.668
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.

A continuación se incluye la transcripción literal de la información publicada por la CNMV en el apartado correspondiente a participaciones significativas de ENDESA, referente a 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:

Sociedad	Nº Acciones Directas	Nº Acciones Indirectas	% sobre Capital
Enel, S.p.A. ⁽¹⁾	-	105.800.000	9,993
Grupo Entrecanales, S.A. ⁽²⁾	-	211.750.424	20,000
Finanzas Dos, S.A. ⁽²⁾	211.750.424	-	20,000
Mediobanca, S.p.A.	-	52.988.949	5,005
Union Bank of Switzerland ⁽³⁾	83.212.428	608.831	7,917
UBS Global Asset Management (Deutschland) GmbH	-	ND	0,010
UBS Global Asset Management (UK) Ltda.	-	ND	0,048
The Bank of New York ⁽⁴⁾	108.264.003	-	10,226
Citibank, N.A. London ⁽⁵⁾	55.408.232	-	5,233

- (1) Enel S.p.A. declara que la participación en ENDESA, S.A., propiedad de Enel Energy Europe S.r.L., sociedad íntegramente participada por Enel, S.p.A., es ostentada a través de The Bank of New York en su condición de banco custodio global, quien actúa por cuenta de Banca Monte dei Paschi que, a su vez, actúa como banco custodio local. Asimismo, se hace constar que Enel Energy Europe, S.r.L. ha suscrito varios contratos de Share Swap con UBS Limited, respecto de 74.112.648 acciones de ENDESA, S.A. (equivalentes al 7% de su capital social), y Mediobanca, respecto de 52.988.949 acciones de ENDESA, S.A. (equivalentes al 5,005% de su capital social), mediante sendos contratos de Share Swap de fecha 1 de marzo y 2 de marzo de 2007 y respecto de 31.500.000 acciones (equivalentes al 2,975% de su capital social), mediante un contrato de Share Swap de fecha 12 de marzo. La finalidad de los citados Share Swaps es cubrir el eventual riesgo de fluctuación para Enel Energy Europe, S.r.L. en el caso de que la cotización de ENDESA, S.A. superase los 39 euros por acción, en el supuesto de que Enel, S.p.A. fuese a incrementar, directa o indirectamente, su participación en dicha Sociedad de obtenerse las autorizaciones pertinentes de las administraciones españolas y siempre que las condiciones del mercado lo permitan. La modalidad de liquidación de los Share Swaps es por diferencias, con opción para Enel Energy Europe, S.r.L. de requerir la liquidación por entrega (dicha opción está condicionada, entre otras, a la obtención de las autorizaciones pertinentes de las autoridades españolas).
- (2) Acciona, S.A. declara que Finanzas Dos, S.A. es 100% controlada por Acciona, S.A. Grupo Entrecanales, S.A. es propietaria del 59,541% del capital social de Acciona, S.A.
- (3) UBS declara que las 74.112.648 acciones de ENDESA, S.A. objeto de la presente comunicación son acciones adquiridas por UBS AG con finalidad de cobertura de su posición derivada de un Share Swap Transaction suscrito con Enel Energy Europe, S.r.L.
- (4) The Bank of New York declara una posición total detenida por cuenta de sus clientes de 108.264.003 acciones y notifica que casi la totalidad de esa posición (exactamente 105.805.114 acciones) está detenida por cuenta del custodio local, Banca Monte dei Paschi, siendo el beneficiario final de estas acciones Enel Energy Europe, S.r.L.
- (5) Citibank International Plc Sucursal en España declara que su afiliada Citibank N.A. London actúa habitualmente como "nominee" por cuenta de sus clientes extranjeros en el negocio de depósito y liquidación de valores y que, concretamente, de la participación significativa notificada, 52.988.949 acciones (5,005%) eran por cuenta de Mediobanca y las restantes acciones eran por cuenta de otros clientes extranjeros.

Con fecha 10 de enero de 2007 Acciona, S.A. comunicó mediante hecho relevante a la CNMV que su participación total, directa o indirecta, en ENDESA a esa fecha ascendía al 21,03%.

La participación de Caja Madrid en el capital social de ENDESA (105.197.057 acciones representativas del 9,936% del capital social) se describe en el Apartado 17.2. del presente Documento de Registro de Acciones.

Con fecha 1 de junio de 2007 Enel, S.p.A. comunicó mediante hecho relevante a la CNMV que Enel Energy Europe, S.r.L., sociedad íntegramente participada por Enel, S.p.A. ha procedido a liquidar los Share Swap Transaction Agreements celebrados respectivamente con UBS Limited y Mediobanca mediante entrega de las acciones de ENDESA objeto de los citados contratos, una vez comunicada la resolución de la CNE de 26 de abril de 2007, para autorizar la adquisición por Enel hasta un porcentaje que no exija la formulación de una OPA según la

legislación vigente. En este sentido, ENDESA ha recurrido en alzada ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio algunas de las condiciones impuestas por la CNE en la mencionada resolución, al entender que perjudicaban el interés de la Compañía y del resto de los accionistas de la misma. Las condiciones impugnadas por ENDESA se refieren a la obligación a cargo de ENDESA de comunicar anticipadamente a la CNE los asuntos comprendidos en el orden del día de las reuniones de su órgano de administración, así como las decisiones adoptadas por el mismo. Igualmente ENDESA ha recurrido la posibilidad que se reservaba la CNE de revocar aquellas decisiones de la Junta General y el Consejo de Administración de ENDESA que según su criterio pudieran tener un impacto negativo para el interés general o la seguridad pública.

Como consecuencia de la liquidación de los Share Swap Transaction Agreements, Enel Energy Europe, S.r.L. ha adquirido un total de 158.601.597 acciones de ENDESA, S.A. (74.112.648 a través del contrato celebrado con UBS Limited y las restantes 84.488.949 mediante tres contratos celebrados con Mediobanca, en fechas 1 de marzo de 2007, dos de ellos y el 12 de marzo de 2007 el tercero) representativas, conjuntamente, del 14,98% de su capital social, en los términos y condiciones establecidos en los correspondientes contratos. En consecuencia, la participación directa e indirecta de Enel, S.p.A. en ENDESA, S.A. asciende a 264.401.597 acciones de ENDESA, S.A. representativas del 24,972% de su capital social.

La Sociedad no posee información adicional a la anteriormente descrita sobre accionistas que posean una participación superior al 5% en ENDESA

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.

Con fecha 26 de marzo de 2007, Acciona y Enel suscribieron un acuerdo para lanzar conjuntamente una Oferta Pública de Adquisición por la totalidad de las acciones representativas del capital social de ENDESA, S.A. y obtener la gestión conjunta de la Sociedad, conforme a los términos y condiciones estipulados en el mencionado acuerdo.

Con fecha 2 de abril de 2007, E.On, Acciona y Enel suscribieron un acuerdo para resolver sus conflictos y determinar ciertos asuntos relacionados con ENDESA. Conforme a ello, Acciona y Enel han estipulado que determinados activos de ENDESA serán vendidos a E.On, condicionado a que Acciona y Enel adquieran el control de ENDESA.

Como consecuencia de su acuerdo de cooperación, el 11 de abril de 2007, Acciona y Enel anunciaron una OPA conjunta sobre la totalidad de las acciones de ENDESA, S.A. La oferta estipula un pago en efectivo de 41,30 euros por cada acción. En la actualidad, la oferta está pendiente de las aprobaciones y autorizaciones regulatorias, y establece como condiciones; (i) la Oferta sea aceptada por más del 50% del capital de ENDESA, incluyendo las acciones poseídas, directa e indirectamente, por Acciona y Enel; (ii) antes del fin del período de aceptación de la Oferta, (a) La Junta General de Accionistas de ENDESA apruebe la modificación de los artículos 32, 37, 38 y 42 de los Estatutos de ENDESA, y (b) dicha modificación se registre en el Registro Mercantil de Madrid.

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.

A 31 de diciembre de 2006, los accionistas significativos de la Sociedad, entendiéndose como tales aquellos representados en el Consejo de Administración de la Sociedad o con una participación igual o superior al 20%, eran Caja Madrid y Acciona, con participaciones en el capital social del 10% y del 20% respectivamente.

Las operaciones relevantes realizadas durante el ejercicio 2006 con Grupos de sociedades encabezados por los accionistas significativos, todas ellas cerradas en condiciones de mercado, han sido las siguientes:

Accionista significativo	Tipo de operación	Importe (Millones de euros)
Caja Madrid	Líneas y cuentas de crédito	18
Caja Madrid	Avales y garantías	107
Caja Madrid	Entidad depositaria plan pensiones	1.177
Caja Madrid	Compra- venta forward	44
Caja Madrid	Derivados tipo de cambio	93
Caja Madrid	Derivados tipo de interés	1.976
Caja Madrid ⁽³⁾	Colocador emisiones	1.383
Caja Madrid	Financiación de proyectos	7
Caja Madrid	Préstamo sindicado	37
Mapfre ⁽¹⁾⁽²⁾	Pólizas de Seguros	NA
Mapfre ⁽¹⁾⁽²⁾	Reasegurador de Responsabilidad Civil y Daños Materiales	NA
Mapfre ⁽¹⁾⁽²⁾	Plan de Pensiones Externalizado	72
Grupo Acciona ⁽²⁾	Compras de bienes	6
Grupo Acciona ⁽²⁾	Compras de inmovilizado material	12
Grupo Acciona ⁽²⁾	Prestación de servicios	12

(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 2005 y 2006 con los accionistas significativos aparecen detalladas en el Informe Anual de Gobierno Corporativo correspondiente a los ejercicios 2005 y 2006.

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 2006 en transacciones inusuales 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 2006 han sido formuladas por el Consejo de Administración de la Sociedad en su sesión celebrada el 30 de marzo de 2007, habiendo sido auditados por la firma Deloitte.

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 acogió a la excepción contenida en la NIIF 1, adoptada por la Unión Europea, que permitía 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 2004, 2005 y 2006:

	Millones de euros		
	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005	31 de diciembre de 2004
ACTIVO			
INMOVILIZADO	46.380	45.742	39.693
Inmovilizado Material	33.714	32.313	28.910
Inmuebles de inversión	81	71	58
Activo Intangible	804	863	323
Fondo de Comercio	3.986	4.278	3.556
Inversiones contabilizadas por el método de participación	649	623	2.191
Inversiones Financieras a Largo Plazo	4.482	4.134	1.296
Impuestos Diferidos	2.664	3.460	3.359
ACTIVO CIRCULANTE	7.708	9.623	7.489
Existencias	882	812	756
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	5.819	6.098	4.382
Inversiones Financieras a Corto Plazo	39	77	64
Efectivo y otros medios Equivalentes	965	2.614	2.178
Inversiones mantenidas para la Venta	3	22	-
TOTAL ACTIVO	54.088	55.365	47.182
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	15.936	16.327	14.133
De la Sociedad Dominante	11.291	11.590	8.728
De Accionistas Minoritarios	4.645	4.737	5.405
PASIVO A LARGO PLAZO	30.007	28.630	26.400
Ingresos Diferidos	2.442	2.062	1.535
Provisiones a Largo Plazo	4.442	5.097	4.394
Deuda Financiera a Largo Plazo	20.487	18.587	17.715
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	985	1.032	1.032
Impuestos Diferidos	1.651	1.852	1.724
PASIVO A CORTO PLAZO	8.145	10.408	6.649
Deuda Financiera a Corto Plazo	629	2.450	1.541
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar a Corto Plazo	7.516	7.958	5.108
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	54.088	55.365	47.182

Cuenta de Pérdidas y Ganancias Consolidada.

A continuación se detallan las Cuentas de Pérdidas y Ganancias Consolidadas de ENDESA, correspondientes a los ejercicios económicos 2004, 2005 y 2006:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
INGRESOS	20.580	18.229	13.665
Ventas	19.637	17.508	13.509
Otros Ingresos de Explotación	943	721	156
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(10.146)	(9.103)	(6.292)
Compras de Energía	(3.943)	(3.367)	(2.356)
Consumo de Combustibles	(3.997)	(3.578)	(2.724)
Gastos de Transporte	(738)	(651)	(520)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(1.468)	(1.507)	(692)
MARGEN DE CONTRIBUCION	10.434	9.126	7.373
Trabajos para el Inmovilizado	194	170	161
Gastos de Personal	(1.608)	(1.547)	(1.393)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(1.881)	(1.729)	(1.620)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	7.139	6.020	4.521
Amortizaciones	(1.900)	(1.776)	(1.675)
RESULTADO DE EXPLOTACION	5.239	4.244	2.846
RESULTADO FINANCIERO	(939)	(1.252)	(1.147)
Gasto Financiero Neto	(969)	(1.257)	(1.087)
Diferencias de Cambio	30	5	(60)
Resultado de Sociedades por el Método de Participación	63	67	79
Resultado de otras Inversiones	10	2	40
Resultados en Ventas de Activos	432	1.486	195
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	4.805	4.547	2.013
Impuestos sobre Sociedades	(1.007)	(790)	(352)
RESULTADO DEL EJERCICIO	3.798	3.757	1.661
SOCIEDAD DOMINANTE	2.969	3.182	1.253
Accionistas Minoritarios	829	575	408
Beneficio Neto por Acción (en euros)	2,80	3,01	1,19
Beneficio Neto por Acción Diluido (en euros)	2,80	3,01	1,19

Patrimonio Neto.

A continuación se detalla la composición y movimientos del Patrimonio Neto a 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006

	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.Netto Soc. Dom.	Patr.Netto Acc.Min.	Total Patr.Netto
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)
Reorganización Soc.	-	-	-	-	(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	(209)	-	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)
Reorganización Soc.	-	-	-	-	-	-	-	(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
Distribución de Rdos.	-	-	-	-	-	-	-	(2.541)	323	(2.218)	(346)	(2.564)
Ing.Gtos.Rec.Patrimonio	-	-	-	-	-	(402)	(81)	(20)	-	(503)	(366)	(869)
Rdo.Ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	2.969	-	2.969	829	3.798
Dividendo a Cuenta	-	-	-	-	-	-	-	-	(529)	(529)	-	(529)
Altas/Bajas Sociedades	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(61)	(61)
Otros Pagos Accionistas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(80)	(80)
Reorganización Soc.	-	-	-	-	-	-	-	(18)	-	(18)	(68)	(86)
Saldo a 31-12-2006	1.271	1.376	285	1.714	170	327	114	6.563	(529)	11.291	4.645	15.936

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, 2005 y 2006:

	Millones de euros								
	2006			2005			2004		
	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total
RESULTADO NETO RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN PATRIMONIO NETO	(503)	(366)	(869)	727	693	1.420	37	186	223
En Beneficio Retenido:	(20)	-	(20)	(209)	-	(209)	-	-	-
Pérdidas y Ganancias Actuariales Pensiones	24	-	24	(323)	-	(323)	-	-	-
Efecto Fiscal	(7)	-	(7)	114	-	114	-	-	-
En Reservas por Revaluación de Activos y Pasivos:	(81)	(55)	(136)	187	34	221	57	38	95
Inversiones Disponibles para la Venta	(170)	-	(170)	237	-	237	-	-	-
Cobertura de Flujos de Caja	122	(61)	(61)	(17)	34	17	57	38	95
Efecto Fiscal	(39)	6	(33)	(33)	-	(33)	-	-	-
Efecto del Cambio de Tipo Impositivo	6	-	6	-	-	-	-	-	-
En Diferencias de Conversión:	(402)	(311)	(713)	749	659	1.408	(20)	148	128
Diferencias de Conversión Brutas	(402)	(311)	(713)	807	659	1.466	10	148	158
Efecto Fiscal	-	-	-	(58)	-	(58)	(30)	-	(30)
RESULTADO DEL EJERCICIO	2.969	829	3.798	3.182	575	3.757	1.253	408	1.661
TOTAL INGRESOS Y GASTOS	2.466	463	2.929	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 2004, 2005 y 2006:

	Millones de euros		
	2006	2005	2004
Resultado Bruto antes de Impuestos y Socios Externos	4.805	4.547	2.013
Amortizaciones	1.900	1.776	1.675
Resultados Venta de Activos	(432)	(1.486)	(195)
Impuesto de Sociedades	(735)	(650)	(200)
Otros Resultados que no generan Movimiento de Fondos	(90)	465	579
Pago de Provisiones	(805)	(443)	(454)
Recursos Generados por las Operaciones	4.643	4.209	3.418
Variación Impuesto sobre Sociedades a Pagar	(322)	341	(16)
Variación en Activo / Pasivo Corriente Operativo	(443)	(1.188)	246
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	3.878	3.362	3.648
Adquisiciones de Activos Fijos Materiales e Inmateriales	(3.545)	(3.247)	(2.262)
Adquisiciones de otras Inversiones	(2.322)	(1.485)	(425)
Enajenaciones de Inversiones	2.392	3.702	692
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	392	312	159
Flujos Netos de Efectivo Empleados en las Actividades de Inversión	(3.083)	(718)	(1.836)
Disposiciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	5.228	3.030	1.363
Amortizaciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	(1.947)	(1.737)	(455)
Flujo Neto Deuda Financiera con Vencimiento a Corto Plazo	(2.755)	(2.366)	(1.720)
Cobros / pagos Acciones Propias	-	-	44
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(2.541)	(796)	(739)
Pagos a Accionistas Minoritarios	(393)	(457)	(196)
Flujos Netos de Efectivo de la Actividad de Financiación	(2.408)	(2.326)	(1.703)
Flujos Netos Totales	(1.613)	318	109
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos	(36)	118	(22)
Variación de Efectivo y Otros Medios Líquidos	(1.649)	436	87
Efectivo y Otros Medios Líquidos Iniciales	2.614	2.178	2.091
Efectivo y Otros Medios Líquidos Finales	965	2.614	2.178

Políticas Contables.

Las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA de los ejercicios 2006 y 2005 han sido formuladas por los Administradores de acuerdo con lo establecido en las NIIF, según han sido adoptadas por la Unión Europea a la fecha del Balance de Situación Consolidado, de conformidad con el Reglamento (CE) nº 1606/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Véase la Memoria de ENDESA, S.A. y Sociedades Filiales. Memoria Consolidada correspondiente al ejercicio 2006. Apartado 2: Bases de Presentación de las Cuentas Anuales Consolidadas. Apartado 3: Normas de Valoración.

Véase la Memoria de 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.

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 2004, 2005 y 2006 en el Apartado 20.1.

Los estados financieros individuales de ENDESA, S.A. correspondientes a los ejercicios 2004, 2005 y 2006 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. Auditoría de la información financiera histórica anual

20.4.1. Declaración de que se ha auditado la información financiera histórica. Si los informes de auditoría sobre la información financiera histórica han sido rechazados por los auditores legales o si contienen cualificaciones o negaciones, se reproducirán íntegramente el rechazo o las cualificaciones o negaciones, explicando los motivos.

Según se describe en el Apartado 2.1., Deloitte ha auditado las cuentas anuales correspondientes a los ejercicios cerrados el 31 de diciembre de 2004, 2005 y 2006 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 2004 y 2005 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 2007 (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 2006, 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 2007:

Balance Consolidado del Grupo ENDESA (Datos no auditados).

	Millones de euros		
	31 de marzo de 2007	31 de diciembre de 2006	% Variación
ACTIVO			
INMOVILIZADO	46.153	46.380	(0,5)
Inmovilizado Material	33.718	33.714	-
Inmuebles de inversión	83	81	2,5
Activo Intangible	621	804	(22,8)
Fondo de Comercio	3.991	3.986	0,1
Inversiones contabilizadas por el método de participación	672	649	3,5
Inversiones Financieras a Largo Plazo	4.434	4.482	(1,1)
Impuestos Diferidos	2.634	2.664	(1,1)
ACTIVO CIRCULANTE	8.324	7.708	8,0
Existencias	869	882	(1,5)
Deudores Comerciales y otras Cuentas a Cobrar	6.301	5.819	8,3
Inversiones Financieras a Corto Plazo	46	39	18,0
Efectivo y otros medios Equivalentes	1.108	965	14,8
Inversiones mantenidas para la Venta	-	3	(100,0)
TOTAL ACTIVO	54.477	54.088	0,7
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
PATRIMONIO NETO	16.533	15.936	3,8
De la Sociedad Dominante	11.828	11.291	4,8
De Accionistas Minoritarios	4.705	4.645	1,3
PASIVO A LARGO PLAZO	30.617	30.007	2,0
Ingresos Diferidos	2.599	2.442	6,4
Provisiones a Largo Plazo	4.325	4.442	(2,6)
Deuda Financiera a Largo Plazo	21.021	20.487	2,6
Otras Cuentas a Pagar a Largo Plazo	1.004	985	1,9
Impuestos Diferidos	1.668	1.651	1,0
PASIVO A CORTO PLAZO	7.327	8.145	(10,0)
Deuda Financiera a Corto Plazo	947	629	50,6
Acreedores Comerciales y otras Cuentas a Pagar a Corto Plazo	6.380	7.516	(15,1)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	54.477	54.088	0,7

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

	Millones de euros		
	Enero-Marzo 2007	Enero-Marzo 2006	% Variación
INGRESOS	5.207	5.670	8,2
Ventas	5.069	5.274	(3,9)
Otros Ingresos de Explotación	138	396	(65,2)
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	2.387	2.936	(18,7)
Compras de Energía	1.038	1.017	2,1
Consumo de Combustibles	923	1.099	(16,0)
Gastos de Transporte	231	201	14,9
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	195	619	(68,5)
MARGEN DE CONTRIBUCION	2.820	2.734	3,2
Trabajos para el Inmovilizado	45	37	21,6
Gastos de Personal	409	377	8,5
Otros Gastos Fijos de Explotación	456	447	2,0
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION	2.000	1.947	2,7
Amortizaciones	557	456	22,2
RESULTADO DE EXPLOTACION	1.443	1.491	(3,2)
RESULTADO FINANCIERO	(229)	(214)	7,0
Gasto Financiero Neto	(236)	(232)	1,7
Diferencias de Cambio	7	18	(61,1)
Resultado de Sociedades por el Método de Participación	(4)	28	(114,3)
Resultado de otras Inversiones	2	(5)	(140,0)
Resultados en Ventas de Activos	(5)	210	(102,4)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1.207	1.510	(20,1)
Impuestos sobre Sociedades	376	219	71,7
RESULTADO DEL EJERCICIO	831	1.291	(35,6)
SOCIEDAD DOMINANTE	633	1.052	(39,8)
Accionistas Minoritarios	198	239	(17,2)
Beneficio Neto por Acción (en euros)	0,60	0,99	(39,8)
Beneficio Neto por Acción Diluido (en euros)	0,60	0,99	(39,8)

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

	Millones de euros					
	Enero-Marzo 2007			Enero-Marzo 2006		
	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total	De la Sociedad Dominante	De Accionistas Minoritarios	Total
RESULTADO NETO RECONOCIDO DIRECTAMENTE EN PATRIMONIO NETO	52	1	53	(178)	(30)	(208)
En Reservas por Revaluación de Activos y Pasivos:	13	(5)	8	(133)	(20)	(153)
Inversiones Disponibles para la Venta	12	-	12	(194)	-	(194)
Cobertura de Flujos de Caja	9	(5)	4	74	(20)	54
Efecto Fiscal	(8)	-	(8)	(13)	-	(13)
En Beneficio Retenido	53	-	53	-	-	-
Pérdidas y Ganancias Actuariales	76	-	76	-	-	-
Efecto Fiscal	(23)	-	(23)	-	-	-
En Diferencias de Conversión:	(14)	6	(8)	(45)	(10)	(55)
Diferencias de Conversión Brutas	(14)	6	(8)	(50)	(10)	(60)
Efecto Fiscal	-	-	-	5	-	5
RESULTADO DEL EJERCICIO	633	198	831	1.052	239	1.291
TOTAL INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS	685	199	884	874	209	1.083

Estados de Flujos de Efectivo (Datos no auditados).

	Millones de euros		
	Enero-Marzo 2007	Enero-Marzo 2006	% Variación
Resultado Bruto antes de Impuestos y Socios Externos	1.207	1.510	(20,1)
Amortizaciones	557	456	22,2
Resultados Venta de Activos	5	(210)	NA
Impuesto de Sociedades	(350)	(289)	21,1
Pago de Provisiones	(113)	(119)	(5,0)
Otros Resultados que no generan Movimiento de Fondos	6	(49)	NA
Recursos Generados por las Operaciones	1.312	1.299	1,0
Variación Impuesto sobre Sociedades a Pagar	258	287	(10,1)
Variación en Activo / Pasivo Corriente Operativo	(494)	(379)	(30,3)
Flujos Netos de Efectivo Procedentes de las Actividades de Explotación	1.076	1.207	(10,9)
Adquisiciones de Activos Fijos Materiales e Inmateriales	(935)	(876)	6,7
Adquisiciones de otras Inversiones	(181)	(757)	(76,1)
Enajenaciones de Inversiones	65	60	8,3
Subvenciones y otros Ingresos Diferidos	119	73	63,0
Flujos Netos de Efectivo Empleados en las Actividades de Inversión	(1.008)	(1.500)	32,8
Disposiciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	787	1.407	(44,1)
Amortizaciones de Deuda Financiera a Largo Plazo	(527)	(1.029)	(48,8)
Flujo Neto Deuda Financiera con Vencimiento a Corto Plazo	624	(965)	NA
Pagos de Dividendos de la Sociedad Dominante	(650)	(323)	101,2
Pagos a Accionistas Minoritarios	(165)	(83)	98,8
Otros pagos a Accionistas Minoritarios	-	-	-
Flujos Netos de Efectivo de la Actividad de Financiación	69	(993)	NA
Flujos Netos Totales	137	(1.286)	NA
Variación del Tipo de Cambio en el Efectivo y otros Medios Líquidos	6	20	(70,0)
Variación de Efectivo y Otros Medios Líquidos	143	(1.266)	NA
Efectivo y Otros Medios Líquidos Iniciales	965	2.614	(63,1)
Efectivo y Otros Medios Líquidos Finales	1.108	1.348	(17,8)

ENDESA obtuvo un beneficio neto de 633 millones de euros en el primer trimestre de 2007. Esta cantidad es 419 millones de euros menor que la registrada en el mismo período de de 2006. Sin embargo, a fin de realizar la comparación en términos homogéneos, es preciso tener en cuenta que en enero-marzo de 2006 se registraron tres efectos no recurrentes de importe significativo:

- El reconocimiento de los sobrecostos de la generación extrapeninsular del período 2001-2005, que fueron de 212 millones de euros, y sus correspondientes intereses, que ascendieron a 31 millones de euros, con un impacto conjunto de 212 millones de euros en el resultado neto.
- El efecto fiscal de la fusión de Elesur con Chilectra, que fue de 170 millones de euros, con un impacto en el resultado neto después de minoritarios de 101 millones de euros.
- La plusvalía neta por la venta del 5,01% de Auna a Deutsche Bank, con un impacto en el resultado después de impuestos de 171 millones de euros.

Por el contrario, el resultado neto del primer trimestre de 2007 es de carácter recurrente en su práctica totalidad, pues no incluye factores extraordinarios o atípicos de importe significativo. Una vez descontados los tres efectos indicados de los resultados de enero-marzo de 2006, el resultado neto del primer trimestre de 2007 registra un aumento del 11,4%.

Las referencias a la comparación de resultados en términos homogéneos que se realizan a lo largo del presente documento se refieren siempre a las variaciones producidas una vez que se deducen del primer trimestre de 2006 los tres efectos señalados anteriormente.

Negocio eléctrico en España y Portugal

El beneficio neto del negocio de España y Portugal fue de 437 millones de euros en el primer trimestre de 2007, lo que supone un aumento del 22,8% en términos homogéneos respecto del registrado en el mismo período del año anterior y una contribución del 69% al resultado neto total de la Compañía.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) ascendió a 1.027 millones de euros, un 24,5% más que en el primer trimestre de 2006, y el resultado de explotación (EBIT) a 684 millones de euros, con un incremento del 21,9%, medidos en ambos casos en términos homogéneos.

Déficit tarifario

A pesar del aumento en un 4,3% de la tarifa eléctrica para 2007, los ingresos regulados no permitieron cubrir la totalidad de los costes del sistema. Como consecuencia de ello, se produjo un déficit en los ingresos de las actividades reguladas del sector estimado en 280 millones de euros, de los que a ENDESA le corresponde financiar provisionalmente 124 millones.

El artículo 2 del Real Decreto Ley 3/2006 establece que se ha de proceder a la minoración de los ingresos regulados por la internalización de los derechos de CO₂ aplicada sobre el precio de venta de la energía casada en el mercado mayorista. Esta minoración asciende a 8 millones de euros, por lo que el déficit tarifario neto que se ha de financiar asciende a 116 millones de euros.

De acuerdo con el Real Decreto 1634/2006, este déficit se recuperará dentro del propio ejercicio 2007 a través de la cesión a terceros, mediante subasta, del derecho de cobro del mismo.

Por otra parte, continúa sin determinarse el importe al que se liquidarán de forma definitiva las ventas de electricidad realizadas en 2006 entre operadores de un mismo grupo empresarial asimiladas a contratos bilaterales, así como el descuento por la internalización de los derechos de emisión de CO₂ recibidos gratuitamente en la formación de los precios del mercado mayorista, en ambos casos en aplicación del Real Decreto Ley 3/2006.

Dado que no se ha producido ningún pronunciamiento por parte de la Administración al respecto, en el importe a recuperar por el déficit de tarifa de 2006 que se ha registrado en las cuentas del primer trimestre de 2007 se mantiene la misma estimación respecto de ambos aspectos que quedó explicada en la formulación de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo ENDESA del ejercicio

2006. Como se señalaba en ella, las posibles variaciones entre la estimación realizada y el importe definitivo se registrarán en la cuenta de resultados del ejercicio en el que se conozcan.

El importe del déficit a recuperar del ejercicio 2006 se ha actualizado únicamente con la información disponible procedente de la última liquidación provisional recibida de la CNE. Esta actualización no ha tenido efecto sobre el resultado neto.

Negocio en Europa.

El beneficio neto del negocio en Europa ascendió a 100 millones de euros en el primer trimestre de 2007, con un descenso del 15,3% respecto del mismo período del año anterior. Eliminando el efecto derivado de la cancelación de la provisión por la Delibera 254 realizada en el primer trimestre de 2006, el resultado neto de este negocio limita su descenso al 3,8%.

La disminución del resultado neto fue debida fundamentalmente al descenso de la producción tanto en Italia, como consecuencia de la caída de la demanda eléctrica por factores climatológicos y de las mayores importaciones procedentes de Francia aprovechando el diferencial de precios, como en Francia, como consecuencia de la caída de la demanda y de una menor utilización del parque termoeléctrico debida a la mayor hidraulicidad.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del negocio de ENDESA en Europa fue de 310 millones de euros en enero-marzo de 2007, un es decir, 3,7% inferior que el del mismo período de 2006, y el resultado de explotación (EBIT) se situó en 224 millones, con una disminución del 12,8%.

Negocio en Latinoamérica.

El beneficio neto del negocio latinoamericano de ENDESA situó en 96 millones de euros en el primer trimestre de 2007, lo que supone un crecimiento del 2,1% con respecto al primer trimestre de 2006, medido en términos homogéneos.

El resultado bruto de explotación (EBITDA) del negocio latinoamericano de ENDESA ascendió a 663 millones de euros en el primer trimestre de 2007, con un incremento del 12,8% respecto del mismo período del año anterior. A su vez, el resultado de explotación (EBIT) fue de 535 millones, con un crecimiento del 16,1%.

Deuda Financiera Neta.

La deuda neta de ENDESA se situó en 20.556 millones de euros a 31 de marzo de 2007, es decir, un 3,6% por encima del nivel que presentaba al cierre del pasado ejercicio.

A la hora de analizar el nivel de endeudamiento de ENDESA, hay que tener en cuenta que, a 31 de marzo de 2007, ENDESA tiene acumulado un derecho de cobro de 2.813 millones de euros por diversas partidas reconocidas en la regulación eléctrica: 1.354 millones de euros por la financiación del déficit de ingresos de las actividades reguladas en España; 1.449 millones de euros por las compensaciones derivadas de los sobrecostes de la generación extrapeninsular también en España, y 10 millones de euros por costes de transición a la competencia en Italia.

Si se descuentan los importes reconocidos de estas partidas, el endeudamiento neto de ENDESA al término del mes de marzo de 2007 se sitúa en 17.743 millones de euros.

El coste medio de la deuda total de ENDESA ascendió a un 5,63% en el primer trimestre de 2007. El coste medio de la deuda correspondiente al Grupo Enersis fue un 9,25%. Si se excluye la deuda de este Grupo, el coste medio de la deuda de ENDESA se sitúa en un 4,36% en el período citado. La vida media de la deuda total del Grupo ENDESA era de 5,1 años al 31 de marzo de 2007.

En la estructura de la deuda, destaca el alto nivel de cobertura del riesgo por tipo de interés, con un porcentaje a tipo de interés fijo y protegido del 64% respecto del total. Si se considera el endeudamiento neto de los importes a cobrar reconocidos en la regulación eléctrica, el porcentaje de deuda a tipo fijo y protegido representa el 74% del total.

La liquidez de ENDESA en España y la de sus participadas directas, excluido el Grupo Enersis, ascendía a un total de 6.245 millones de euros al término primer trimestre de 2007. De esta

cantidad, 5.897 millones correspondían a importes disponibles de forma incondicional en líneas de crédito. Esta liquidez cubre los vencimientos de deuda de los próximos 17 meses de este conjunto de empresas. A su vez, el Grupo Enersis tenía en esta misma fecha una posición de tesorería disponible de 760 millones de euros e importes disponibles de forma incondicional por 535 millones de euros en dos operaciones de crédito sindicado, lo que cubre los vencimientos de su deuda de 19 meses

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 2006 el Consejo de Administración de ENDESA propondrá a la aprobación de la Junta General de Accionistas de ENDESA el reparto de un dividendo de 1,64 euros brutos por acción, lo que supone un importe total de 1.736.353.471,88 euros.

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 24 de octubre de 2006, aprobó la distribución de un dividendo a cuenta del ejercicio 2006 de 0,50 euros brutos por acción, que fue pagado el día 2 de enero de 2007.

Igualmente, el Consejo de Administración de la Sociedad, en su reunión del día 30 de marzo de 2007, acordó proponer para la aprobación de la Junta General Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo total del ejercicio 2006 de 1,64 euros brutos por acción. Conforme a ello, el dividendo complementario del ejercicio 2006 sería igual a 1,14 euros brutos por acción.

Conforme a dicha propuesta de dividendo total del ejercicio 2006 (1,64 euros brutos por acción), la tasa de reparto de beneficios de ENDESA en el año 2006 sobre el resultado consolidado se sitúa en el 58,5%.

Además, ENDESA ha distribuido en el primer trimestre de 2007 una prima de asistencia, de 0,15 euros brutos por acción, a la Junta General Extraordinaria de Accionistas que estaba previsto celebrar el pasado 20 de marzo, lo que ha supuesto una remuneración adicional de 148 millones de euros.

La siguiente tabla muestra algunos datos referidos a los dividendos y resultados de ENDESA en los ejercicios 2004, 2005 y 2006:

	2006	2005	2004
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⁾	2.969	3.182	1.253
Beneficio Neto Individual ⁽¹⁾	1.805	2.977	841
Dividendos Distribuidos ⁽¹⁾	1.736	2.541	782
Beneficio por Acción (Euros) ^{(3) (4)}	2,80	3,01	1,19
Dividendo por Acción (Euros) ⁽⁵⁾	1,6400	2,4000	0,7382
Cotización cierre Ejercicio (Euros)	35,83	22,22	17,29
PER	12,78	7,38	14,53
Pay-Out Consolidado (%)	58,5	79,9	62,4
Pay-Out Individual (%)	96,2	85,4	93,0

(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 2006 el Consejo de Administración propondrá a la aprobación de la Junta General de Accionistas de ENDESA el reparto de un dividendo de 1,64 euros brutos por acción. Este acuerdo da cumplimiento 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 2006 ENDESA tiene dotadas provisiones por importe de 4.442 millones de euros, de los que 1.994 millones de euros corresponden a la cobertura para hacer frente a las obligaciones futuras derivados de los planes de reestructuración de plantilla y 808 millones de euros a provisiones para pensiones y obligaciones similares. Del resto del saldo por importe de 1.640 millones de euros, 1.284 millones de euros corresponden a litigios, indemnizaciones y similares pendientes de resolución, y 356 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 Valores 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 y al Grupo Repsol YPF la suma de 69 millones de dólares más intereses. Esta demanda fue contestada por ENDESA Internacional, S.A., Repsol YPF, S.A. e YPF S.A. presentando asimismo demanda reconvenzional solicitando que EdF 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. Durante el ejercicio de 2006, el procedimiento arbitral ha seguido su curso, habiendo presentado las partes sus respectivos Escritos de Conclusiones. Se está a la espera de que se dicte el Laudo Arbitral.

- La filial francesa de ENDESA Europa, Snet suscribió con el Ministerio del Tesoro de la República de Polonia el 15 de febrero de 2001 un contrato de compra de acciones de la sociedad "Elektrocieplownia Bialystok, S.A." en el que, entre otros compromisos, asumía el de realizar una serie de inversiones en activos materiales e inmateriales de la compañía o de otras compañías energéticas polacas, dentro de un plazo establecido, que venció el 31 de agosto de 2006. El Ministerio del Tesoro ha requerido el pago de 24 millones de euros en virtud de un alegado incumplimiento de ciertas inversiones por ese importe, si bien Snet ha rechazado, por diversos motivos, tanto la validez formal como el contenido de dicha reclamación.
- Existen cuatro procedimientos judiciales en curso de valor superior a 2 millones de euros contra ENDESA Distribución Eléctrica, de los que pudiera resultar la obligación de atender diversas reclamaciones (daños y perjuicios derivados de incendios forestales en Cataluña; y reclamación sobre cumplimiento de convenio para la construcción de instalaciones eléctricas en Canarias), cuyo importe global ascendería a 61 millones de euros.
- ENDESA, S.A. y ENDESA Generación, S.A. han iniciado actuaciones contra Gas Natural SDG, S.A. y Gas Natural Comercializadora, S.A. para formalización de arbitraje por incumplimiento contractual de las condiciones económicas previstas en el contrato de suministro de gas natural de fecha 14 de octubre de 1998 detectado por la firma de auditoría designada por las partes, así como por la negativa a suministrar a centrales generadoras que a juicio de las primeras estaban contempladas en aquél. Por otra parte, Gas Natural SDG, S.A. y Gas Natural Comercializadora, S.A. han iniciado actuaciones contra ENDESA, S.A. y ENDESA Generación, S.A. para formalización de arbitraje con el objeto de instar la nulidad/resolución/modificación del mismo por alteración de condiciones del mercado del gas. Ambos arbitrajes se encuentran en la actualidad en proceso de constitución del Tribunal Arbitral, y por tanto, pendientes de formalización de las demandas que concreten y cuantifiquen las pretensiones específicas de las partes.
- Se encuentra en tramitación un recurso de casación interpuesto por ENDESA ante el Tribunal Supremo contra sentencia de la Audiencia Nacional por la que se anuló la Orden de 29 de octubre de 2002, reguladora de los Costes de Transición a la Competencia (en adelante, "CTC") correspondientes al año 2001, dictada en recurso contencioso-administrativo 825/2002 interpuesto por Iberdrola. Se estima que, en el supuesto de que la sentencia de la Audiencia fuese confirmada, su ejecución no debería de tener un efecto económico significativo para la Sociedad.
- 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 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. El Abogado del Estado ha impugnado en casación la sentencia ante el Tribunal Supremo.

Por otro lado, la Inspección Financiera y Tributaria incoó Actas a ENDESA en las que rechaza el derecho de ENDESA a aplicar las deducciones generadas en los ejercicios 1992 a 1996. Las Actas han sido todas 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 reforma de la Ley de Haciendas Locales modificó, con efectos desde 1 de enero de 2003, la tasa de suelo, subsuelo y ocupación del dominio público local e incluyó como sujetos pasivos del tributo a las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a pesar de no ser titulares de las redes de distribución eléctrica que ocupan el dominio público local. Sin embargo, determinados Ayuntamientos están liquidando a ENDESA Energía, S.A. el pago de la tasa correspondiente a 2002 y años anteriores.

Aunque existían pronunciamientos judiciales contradictorios por parte de los distintos Tribunales Superiores de Justicia sobre la procedencia de dichas liquidaciones, el Tribunal Supremo ha resuelto definitivamente la polémica declarando que las empresas comercializadoras de electricidad están sujetas al pago de esta Tasa. La cuantía total de los litigios planteados es de 6 millones de euros, si bien el riesgo máximo derivado de esta cuestión asciende a 13 millones de euros.

- La Inspección Financiera y Tributaria, ha finalizado la comprobación del Impuesto sobre Sociedades de los ejercicios 1998 a 2001 del Grupo de Consolidación Fiscal, resultando para los ejercicios 1998, 2000 y 2001 una cuota a ingresar de 66 millones de euros y unos intereses de 17 millones de euros y para el ejercicio 1999 una cuota a devolver de 17 millones de euros.

El principal concepto regularizado, que ha sido impugnado por ENDESA, S.A. es la aplicación de deducciones por inversiones y por doble imposición interna generadas durante los ejercicios 1993 a 1996, que la Administración Tributaria discute por entender que han sido aplicadas por el Grupo SEPI.

- 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. La cantidad en discusión asciende a unos 195 millones de euros.

Por otro lado, en 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla una liquidación tributaria de 187 millones de euros 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 mantiene otros muchos litigios de naturaleza tributaria de distintos impuestos y conceptos que en total ascienden a un importe aproximado de unos 150 millones de euros.

- En 2006 la Administración Tributaria brasileña ha cuestionado la clasificación arancelaria y el tipo de gravamen por el que ENDESA Fortaleza tributó en la importación de elementos. La contingencia, que afecta a activos al Impuesto sobre la Importación y al Impuesto a los Productos Industrializados, asciende a alrededor de 41 millones de euros. El proceso se encuentra en discusión en primera instancia administrativa.
- 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 suspendido a la fecha de formulación de estos estados financieros. El 15 de febrero del año 2006, las partes implicadas en este arbitraje firmaron un Acta Acuerdo que finalmente fue aprobada por el Parlamento argentino y ratificada por su Ejecutivo, mediante la que se establecen los términos y las condiciones en las que Edesur va a poder desarrollar en el futuro sus actividades de distribución de energía eléctrica.

- En octubre de 1997 la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS) impuso una multa a Edesur S.A., entonces filial 100% de ENDESA Internacional, S.A., (hoy propiedad de Enersis S.A. y fusionada con Chilectra S.A.) de UF 100.000 (US\$ 3.500.000) por supuesto uso de información privilegiada contenida en la cláusula sexta de la Alianza Estratégica firmada con Enersis en agosto del mismo año.

Edesur presentó demanda contra dicha multa y en Noviembre de 2000 se dictó sentencia de primera instancia, acogiendo la demanda y dejando sin efecto la multa. La SVS presentó recurso de apelación y con fecha 6 de junio de 2006 la Corte de Apelaciones de Santiago revocó la sentencia de primera instancia y, en consecuencia, confirmó la multa. Edesur ha presentado recursos de casación en la forma y en el fondo ante la Corte Suprema los cuales serán resueltos por la Corte Suprema en julio de 2007.

En caso que la Corte Suprema no acoja los recursos y mantenga la multa aplicada por la SVS, estimamos que la cuantía actualizada a pagar sería de aproximadamente US\$ 10.000.000.

- 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. Mediante auto de 15 de enero de 2007, la Audiencia Provincial de Madrid estimó el recurso presentado por Gas Natural y revocó la suspensión cautelar acordada por el mencionado Juzgado de lo Mercantil número 3 de Madrid. De acuerdo con lo prevenido en la Ley de Enjuiciamiento Civil, ENDESA presentó 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.
- Mediante auto de 28 de abril de 2006 del Tribunal Supremo se acordó la suspensión del acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de febrero de 2006 por el que se aprobaba, con ciertas condiciones, la concentración resultante de la OPA de Gas Natural sobre la totalidad del capital social de ENDESA. El 17 de noviembre de 2006, ENDESA presentó una solicitud de modificación y, subsidiariamente, alzamiento de la medida cautelar y mediante auto de fecha 15 de enero de 2007, el Tribunal Supremo decidió levantar la suspensión. ENDESA, en su momento, presentó una extensión de la caución presentada ante el Juzgado de lo Mercantil número 3 de Madrid, por los daños y perjuicios que pudieran ocasionarse, en su caso, a las empresas afectadas por tal suspensión, 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.

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.

Por otra parte, tal y como se describe en el Apartado 18.1. del presente Documento de Registro de Acciones, ENDESA ha recurrido en alzada ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio algunas de las condiciones impuestas por la CNE en su resolución de fecha 26 de abril de 2007 por la que se autoriza a Enel la adquisición de acciones de ENDESA hasta un porcentaje que no exija la formulación de una OPA según la legislación vigente.

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 2006 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 2006 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 2006 el número de ADR ascendía a 15.952.756 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 2006 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 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	2006	2005	2004
Saldo inicial de valores	-	-	2.089.661
Acciones compradas	-	250.613	10.491.164
Precio medio	-	17,91	14,65
Importe de las compras	-	4.487.690,85	153.738.618,30
Acciones vendidas	-	250.613	12.580.825
Precio medio	-	18,51	15,73
Importe de las ventas	-	4.639.606,57	197.890.226,05
(Minusvalía)/Plusvalía (1)	-	151.915,72	15.949.617,16
Saldo final de valores	-	-	-
Importe total	-	-	-
Precio medio (euros)	-	-	-
% sobre capital social	-	-	-

(1) Calculada sobre el coste medio histórico de la cartera sin considerar las provisiones dotadas.

Durante el ejercicio 2006 no se han realizado operaciones con acciones propias. El saldo total de acciones propias, adquiridas directamente por ENDESA, es igual a cero a 31 de diciembre de 2006 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 2006, 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 16 de mayo de 2007 ENDESA remitió como hecho relevante a la CNMV el Informe Anual de Gobierno Corporativo 2006, 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 Comité de Auditoría y Cumplimiento y del Comité de Nombramientos y Retribuciones han sido descritos en el Apartado 16 de este Documento de Registro de Acciones.

21.2.3. Descripción de los derechos, preferencias y restricciones relativas a cada clase de las acciones existente.

Los derechos de los accionistas de la Sociedad, de acuerdo con el artículo 7 de los Estatutos Sociales, son los siguientes:

“La acción confiere a su titular legítimo la condición de socio y le atribuye los derechos reconocidos en la Ley y en estos Estatutos.

En los términos establecidos en la Ley y salvo en los casos en ella previstos, el accionista tiene, como mínimo, los siguientes derechos:

- a) El de participar en el reparto de las ganancias sociales y en el patrimonio resultante de la liquidación.
- b) El de suscripción preferente en la emisión de nuevas acciones o de obligaciones convertibles en acciones.
- c) El de asistir y votar en las Juntas Generales y el de impugnar los acuerdos sociales.
- d) El de información.”

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 equipará 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 CNMV, 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 CNMV, 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, ENDESA se encuentra, en ciertos casos, sometida al régimen de autorización administrativa previa por la CNE 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 2004, 2005 y 2006 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 2004, 2005 y 2006 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 2006, 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 2006 es el que figura a continuación:

Inmovilizado Financiero	Importe
Participaciones en empresas del Grupo	22.096
Créditos a empresas del Grupo	-
Participaciones en empresas asociadas	2
Cartera de valores a largo plazo	11
Otros créditos, depósitos y fianzas	1.457
Provisiones (*)	(648)
Total Inmovilizado Financiero	22.918

(*) Incluye provisiones de Empresas del Grupo por 637 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 2006 es el que figura a continuación:

Empresas del Grupo	Millones de euros			
	Capital	Reservas y Dividendo a Cuenta	Resultados 2006	Coste Neto
ENDESA Energía, S.A.	13	(154)	164	14
ENDESA Generación, S.A.	1.945	599	1.368	3.891
ENDESA Red, S.A.	730	437	302	1.460
International ENDESA, BV	16	5	4	18
ENDESA Servicios, S.L.	90	27	12	127
ENDESA Internacional, S.A.	1.500	581	28	3.193
ENDESA Participadas, S.A.	328	76	93	496
ENDESA Financiac.Filiales, S.L.	4.621	4.387	236	9.242
Teneguía Gestión Financ., S.L.U.	20	-	2	20
Teneguía Gestión Fin. S. Com.	1.567	(47)	51	1.480
ENDESA Europa, S.L.	367	928	172	1.468
Bolonia Real State, S.L.	-	47	-	47
Compostilla Re, S.A.	3	-	(1)	3
TOTAL	-	-	-	21.459

El detalle de las participaciones en empresas asociadas que figura en las cuentas anuales de ENDESA referidas a 31 de diciembre de 2006 es el siguiente:

Empresas Asociadas	Millones de euros			
	Capital	Reservas y Dividendo a Cuenta	Resultados 2006	Coste Neto
Medgaz	28	-	-	1
TOTAL	-	-	-	1

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, 5 de junio de 2007

Por ENDESA, S.A.

Fdo: D. José Luis Palomo Álvarez