

# **Tribunal de Defensa de la Competencia**

## **I N F O R M E**

### **EXPEDIENTE DE CONCENTRACIÓN ECONÓMICA** **C60/00 ENDESA/IBERDROLA**

NOTIFICANTE:

**EMPRESA NOTIFICANTE: ENDESA e IBERDROLA**

OBJETO:

**FUSIÓN POR ABSORCIÓN DE IBERDROLA, S.A. POR ENDESA,  
S.A.**

## ÍNDICE

<b>1. ANTECEDENTES</b> .....	<b>4</b>
1.1. Notificación.....	4
1.2. Recepción del expediente y actuaciones del Tribunal.....	4
1.3. Alegaciones de los Notificantes.....	6
1.4. Alegaciones de los demás interesados. ....	8
1.4.1. ENRON ESPAÑA ENERGÍA, S.L. ....	8
1.4.2. FEDERACIÓN EMPRESARIAL DE LA INDUSTRIA QUÍMICA ESPAÑOLA (FEIQUE).....	10
1.4.3. ASOCIACIÓN NACIONAL DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (AEGE).....	10
1.4.4. REPSOL YPF, S.A. ....	12
1.4.5. GAS NATURAL SDG. S.A. ....	14
1.4.6. HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO .....	15
1.4.7. UNIÓN FENOSA, S.A.....	17
<b>2. PARTES INTERVINIENTES</b> .....	<b>19</b>
2.1. Empresa absorbente, ENDESA, S.A. ....	19
2.2. Empresa absorbida, IBERDROLA, S.A. ....	23
<b>3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN</b> .....	<b>26</b>
<b>4. APLICACIÓN DE LA LEY 16/1989, DE 17 DE JULIO, DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA.</b> .....	<b>28</b>
<b>5. MERCADO RELEVANTE</b> .....	<b>29</b>
5.1. El producto afectado por la operación .....	29
5.2. Mercado de producto.....	31
5.3. Mercado geográfico .....	35
<b>6. ESTRUCTURA DE MERCADO</b> .....	<b>37</b>
6.1. El consumo de energía eléctrica .....	37
6.2. El mercado mayorista .....	38
6.2.1. Definición .....	38
6.2.2. Estructura.....	39
6.2.2.1. Oferta.....	39
6.2.2.2. Demanda: Distribuidores y Comercializadores.....	42
6.2.3. Funcionamiento .....	43
6.2.3.1. Ejercicio de poder de mercado: Modelo oligopolístico de Cournot. ....	43
6.2.3.2. Modelo de subastas: Estrategias de los agentes...	44
6.2.3.3. Conclusiones.....	46
6.2.3.4. Resultados del mercado mayorista.....	48
6.3. Transporte .....	49
6.4. Distribución.....	51
6.5. Comercialización .....	54
6.6. Consideración final .....	54

<b>7. BARRERAS DE ENTRADA</b> .....	<b>55</b>
7.1. Riesgo regulatorio.....	56
7.2. Aislamiento exterior.....	57
7.3. Activos estratégicos.....	58
7.4. Excesivo grado de concentración.....	60
7.5. Integración Vertical.....	60
7.6. Costes de Transición a la Competencia.....	61
<b>8. EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA</b> .....	<b>62</b>
8.1. Mercado mayorista.....	64
8.1.1. Alejamiento del segundo competidor.....	65
8.1.2. Mix mejorado.....	66
8.1.3. Información Asimétrica.....	67
8.1.4. Reforzamiento del poder de compra.....	68
8.2. Transporte.....	69
8.3. Distribución.....	71
8.4. Comercialización.....	72
<b>9. RESUMEN Y CONCLUSIONES</b> .....	<b>72</b>
<b>DICTAMEN</b> .....	<b>76</b>

## **1. ANTECEDENTES**

### **1.1. Notificación**

El día 17 de octubre de 2000 tuvo entrada en el Servicio de Defensa de la Competencia (en adelante, el Servicio) la notificación relativa al proyecto de operación de concentración económica entre ENDESA, S.A. (en adelante, ENDESA) e IBERDROLA, S.A. (en adelante, IBERDROLA).

Dicha notificación fue realizada por ENDESA e IBERDROLA de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 15.1 de la Ley 16/1989, de 17 de Julio, de Defensa de la Competencia (en adelante, LDC) desarrollada, en materia de concentraciones, por el Real Decreto 1080/1992, de 11 de septiembre, por el que se aprueba el procedimiento a seguir por los órganos de Defensa de la Competencia en concentraciones económicas y la forma y contenido de su notificación voluntaria (en adelante, R.D. 1080).

### **1.2. Recepción del expediente y actuaciones del Tribunal**

El día 10 de noviembre de 2000 tuvo entrada en el Tribunal de Defensa de la Competencia (en adelante, el Tribunal), para dictaminar, previa audiencia de los interesados, el expediente referenciado por el Servicio como N-114 ENDESA-IBERDROLA, remitido por el Secretario General de Política Económica y Defensa de la Competencia por orden del Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía, de acuerdo con lo previsto en el artículo 15.bis.1 de la LDC, que contempla esta actuación cuando se considere que la operación notificada “... *puede obstaculizar el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado...*”. El plazo del que dispone el Tribunal para elaborar su dictamen es de dos meses y finaliza el 10 de enero de 2001. Este expediente ha sido clasificado en el Tribunal con la referencia C60/00 ENDESA/IBERDROLA.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 12.1 del R.D. 1080, el Presidente del Tribunal designó una Comisión encargada de elaborar la ponencia que servirá de base al informe del Tribunal sobre la operación notificada, integrada por el propio Presidente, Sr. Solana González, y por los Vocales Sr. Comenge Puig y Sr. Martínez Arévalo, y estando asistida por la Subdirectora General de Estudios, D<sup>a</sup> María Ortiz Aguilar, y por la Subdirectora General de Concentraciones, Adquisiciones y Ayudas Públicas, D<sup>a</sup> Pilar Sánchez Núñez, en calidad de Secretarías de la Comisión.

Tras el análisis de la información contenida en el expediente y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12.2.c) del Real Decreto 1080, la Comisión elaboró,

previa convocatoria a los notificantes para que manifestaran los extremos que deberían mantenerse confidenciales, una Nota Sucinta sobre las características fundamentales de la operación. La Nota Sucinta, con la conformidad de los notificantes, se envió a una relación de empresas y asociaciones que la Comisión consideró que podrían resultar afectadas, dándoles la oportunidad de exponer su criterio acerca de los posibles efectos sobre la competencia derivados de la operación de concentración. Los receptores de la Nota Sucinta fueron más de 30 empresas, fundamentalmente competidores actuales y potenciales, y clientes de ambas empresas, así como a numerosas asociaciones de generadores, distribuidores y comercializadores de energía eléctrica y de consumidores, incluidos grandes consumidores y pymes consumidoras de electricidad. Se ha consultado igualmente a la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) y a Red Eléctrica de España (REE).

Asimismo, se solicitó información a la Comisión Nacional de la Energía (en adelante CNE), cuyo informe preceptivo sobre la presente operación de concentración se evacuó, estando ya el expediente en el Tribunal, a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEM), y al Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE).

De entre las empresas y asociaciones consultadas a las que se les solicitó opinión a través de la Nota Sucinta, prácticamente todas ellas contestaron en el plazo establecido, dando así muestras de la sensibilidad existente ante la presente operación de concentración.

La gran mayoría de estas opiniones se reproducen en las alegaciones de los interesados, entre otros motivos porque muchas de las empresas consultadas forman parte de las asociaciones que han sido declaradas partes interesadas y cuyas valoraciones se recogen en el siguiente epígrafe. No obstante, destaca el hecho de que, excluyendo tres respuestas favorables de partida a la operación de concentración -entre ellas, la de UNIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD (UNESA)-, en todos los demás casos, las empresas y asociaciones consultadas han advertido de los riesgos de la fusión y, por lo tanto, de la necesidad, de tener en cuenta numerosos factores relacionados con los aspectos de integración vertical del sector, con la excesiva cuota de la entidad resultante en generación, distribución y comercialización, con la puesta en práctica del plan de desinversiones, con las barreras de entrada del sector, con la necesidad de determinadas reformas legislativas y con aspectos más concretos y técnicos como las características y *mix* del parque de generación resultante, el funcionamiento del mercado eléctrico, los Costes de Transición a la Competencia (en adelante CTs), el intercambio de activos, etc.

Por otro lado, UNIÓN ELÉCTRICA FENOSA, S.A. (en adelante, UNIÓN FENOSA), REPSOL YPF, S.A. (en adelante, REPSOL), GAS NATURAL, S.A. (en adelante, GAS NATURAL), ENRON ESPAÑA ENERGÍA, S.L. (en adelante, ENRON), la Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (en adelante, ACIE), la Asociación de Grandes Consumidores de Energía Eléctrica (en adelante, AEGE), GLOBAL STEEL WIRE, S.A. (en adelante, GLOBAL STEEL), NERVACERO, S.A., la Federación Empresarial de la Industria Química Española e HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. (en adelante, HIDROCANTÁBRICO) fueron declaradas por el Tribunal, partes interesadas en este expediente, teniendo en cuenta los argumentos esgrimidos en sus solicitudes individuales.

Con independencia del trámite de audiencia que se reconoce en el artículo 13.2 del R.D. 1080, ante el Tribunal han comparecido todos los interesados además de otras empresas y asociaciones que igualmente lo solicitaron.

### **1.3. Alegaciones de los Notificantes.**

En sus alegaciones finales presentadas ante el Tribunal los notificantes sostienen que la operación de concentración no supone una creación o reforzamiento de la posición de dominio, puesto que los indicadores de concentración se reducen sustancialmente. Además el fundamento empresarial de la operación, de reposicionamiento y ganancia de eficiencias y economías de escala y alcance, coincide con el interés público. Por otra parte la operación proporciona beneficios sustanciales en términos de competitividad internacional de la industria nacional y de los intereses de los consumidores y usuarios.

En generación la empresa resultante de la fusión mantendrá, según los notificantes, aproximadamente 20.300 MW de capacidad de generación que es la que actualmente tiene Endesa, así como la previsión de construir 2.800 MW nuevos.

Con respecto al “mix” de la futura empresa éste quieren que sea *“equivalente al de la entidad resultante de la Fusión”* y la mayoría de los agentes en el mercado de generación podrán disponer de un “mix” más diversificado y eficiente. *“Por lo tanto, los nuevos competidores en el mercado de generación dispondrán de una capacidad suficiente y de un “mix” adecuado para contestar de forma efectiva la posición ostentada por la entidad resultante de la Fusión”*.

Respecto de la tecnología hidráulica, consideran que no cabe distinguir entre bombeo y el resto porque *“toda la capacidad hidráulica del sistema juega un papel similar en el mercado de la generación. .... Por otro lado, no puede*

*ignorarse que la tecnología hidráulica, como la nuclear, no es susceptible de utilización estratégica en la dinámica del mercado”.*

En el procedimiento de desinversión estiman que el proyecto notificado al Servicio garantiza la neutralidad de los efectos sobre la competencia en los mercados, al crearse una sociedad para la gestión de los activos a desinvertir bajo la administración de un gestor independiente, cuyos activos competirán con los activos de la empresa resultante de la fusión y con los activos de terceros.

En el método de desinversión defienden que la realización de intercambios de activos no afecta negativamente a la estructura competitiva puesto que está sometida al control del Servicio y, en su caso, de la Comisión Europea. Por otro lado, la desinversión en paquetes agregados de activos, considera el Notificante, que *“es la forma más eficiente de garantizar la entrada de nuevos agentes creíbles, al dotarles de una estructura empresarial de suficiente tamaño y permitiéndoles competir de forma inmediata”.*

Respecto a las condiciones relacionadas con los CTCs, consideran los notificantes que su existencia resulta esencialmente neutra para el funcionamiento de los mercados eléctricos en España. Señalan que cualquier condición relativa a la modificación o renuncia de los CTCs requeriría previamente una modificación normativa del rango adecuado.

En relación con la actividad de transporte estiman que no constituye un mercado afectado por la operación ya que se trata de una actividad regulada, que tiene las características de un monopolio natural y que se encuentra sometida a las instrucciones y al control estricto del Operador del Sistema y gestor de la red de transporte (REE). La obligación de enajenación de las redes de transporte, impediría la obtención de sinergias y eficiencias asociadas a la fusión de las redes de las Entidades Notificantes, sin que existan motivos que la justifiquen .

Sobre la distribución de electricidad alegan que no existen tampoco motivos suficientes que justifiquen una desinversión en redes de distribución, sobre todo si es superior a la prevista por los notificantes cuando, a partir del año 2003, no tendría esta actividad influencia alguna en la comercialización. Incluso, estiman que esta influencia tampoco existe en el momento actual.

Por lo que se refiere a la comercialización declaran que se trata de un mercado altamente competitivo en el que no existen barreras regulatorias y que, aún así, verá significativamente mejoradas las condiciones de competencia como consecuencia de la operación. Confían en una *“segura*

*entrada de operadores con gran agresividad*” en este mercado al objeto de lograr una cuota al menos similar a la que tengan en generación.

En conclusión, alegan que la operación propuesta constituye una oportunidad única para *“conciliar de manera equilibrada fundamentos empresariales e interés público, mejorando sustancialmente las condiciones de competencia en el mercado eléctrico español y contribuyendo al fomento del progreso técnico y económico. Asimismo, tiene consecuencias positivas para la competitividad internacional de la industria española y para la generación de nueva actividad económica en nuestro país”*.

#### **1.4. Alegaciones de los demás interesados.**

##### **1.4.1. ENRON ESPAÑA ENERGÍA, S.L.**

Con carácter general, ENRON llama la atención sobre la ausencia de argumentos que justifiquen suficientemente la operación que, más bien, parece deberse a un reforzamiento de la posición de dominio de la fusionada con objeto de intentar frenar el proceso de liberalización efectiva del mercado y para contrarrestar una posible pérdida de ingresos por CTCs. Asimismo, consideran que, dada la ausencia de competencia efectiva en el mercado, la intervención de las autoridades resulta necesaria, lo mismo que determinadas reformas en el sector, estas últimas con independencia de que se produzca o no la fusión.

ENRON considera que el mercado relevante debe ser el nacional peninsular del régimen ordinario. Alegan que la mitad de las importaciones se deben al contrato a largo plazo entre EdF y REE que, por su naturaleza, no compite en el *pool* y que aún no existe una gestión coordinada entre España y Francia para la asignación de la capacidad comercial de intercambio lo cual limita la actuación de los agentes independientes para importar electricidad y competir en el *pool*. Por otro lado, la producción del régimen especial opera como precio-aceptante puro con escaso margen para competir.

Por lo que respecta a la desinversión de activos de distribución ENRON observa que, dependiendo de los efectos de la operación sobre la competencia numerosos factores (*mix* tecnológico, localización geográfica de centrales, cuotas de mercado en horas punta, etc.), *“la Notificación propone un desplazamiento de la fusionada hacia un tipo de tecnologías más flexibles lo cual demuestra un potencial aumento de sus ingresos y una consolidación de su posición de dominio”*. Por ello, recomienda *“reducir al 30% la capacidad instalada para contrarrestar a través de una cuota de mercado más baja, el*

*probable reforzamiento que la concentrada experimentará en términos de poder de mercado gracias a una cuidada selección de activos"* y debido a la situación de información asimétrica a favor de los Notificantes.

En relación con las características de los activos a desinvertir y sus posibles compradores, esta empresa estima que debería evitarse la agrupación de activos en paquetes, o en otro caso imponerles como límite no superar el 10% de la capacidad instalada. Considera asimismo procedente imponer a las empresas fusionadas una moratoria sobre los nuevos ciclos combinados aprobados o en vías de autorización hasta que se finalice la desinversión que, por otro lado, deberá promover la entrada de, al menos, cuatro nuevos agentes. A propósito del *mix* de generación, llaman la atención sobre los distintos elementos a tener en cuenta (la tecnología, edad y localización de centrales, etc.)

En relación con la desinversión de activos de distribución, esta empresa opina que la fusión deberá aprovecharse para profundizar en la desintegración vertical del sector con objeto de conseguir una mayor neutralidad de los distribuidores frente a los comercializadores. Para ello, la cuota de la empresa fusionada en distribución no deberá superar el 40% y la desinversión debería ponderar diferentes elementos como la dispersión geográfica de los activos, el número y características de los consumidores y su calidad y vida útil.

Igualmente son partidarios de limitar la capacidad de comercialización de la empresa fusionada así como de las demás en el territorio donde esté presente la distribución del mismo grupo y, como regla general su capacidad de comercializar al 40% del total de los consumidores cualificados. Como medida transitoria consideran que se debería impedir que la empresa fusionada protegiese su actual cuota de mercado a través de la firma, en los próximos meses, de contratos a largo plazo con los consumidores cualificados.

Alegan que la fusión debe aprovecharse para resolver de forma definitiva el tema de los CTCs, fundamentalmente, para introducir una mayor transparencia en el mercado mayorista de electricidad de cara a los nuevos entrantes. Y ello porque el actual mecanismo de cobro de estos costes hace que las oscilaciones de los precios del *pool* no respondan a la lógica del mercado y que incrementos en el precio no tengan por qué corresponder a costes mayores y viceversa.

Por último, estiman que no se deberían contemplar acuerdos bilaterales entre la entidad fusionada y terceros, especialmente a través de intercambio de activos, por ejemplo, con empresas gasistas a cambio de condiciones favorables en el suministro de gas.

#### 1.4.2. FEDERACIÓN EMPRESARIAL DE LA INDUSTRIA QUÍMICA ESPAÑOLA (FEIQUE)

Considerando un escenario para los próximos años en el sector eléctrico caracterizado por una oferta insuficiente, debido al crecimiento de la demanda y a la condición de "isla" del mercado eléctrico español, la FEIQUE alega que la operación de concentración proyectada puede reducir el nivel de competencia en el mercado eléctrico español a no ser que se garantice la entrada de operadores distintos a los actuales en generación, distribución y comercialización y se amplíen las interconexiones con el resto de Europa.

Respecto de la desinversión propuesta por los Notificantes de activos de generación, consideran de gran relevancia el garantizar la existencia de una oferta suficiente, para lo cual proponen exigir a los compradores, que no deberían ser los generadores ya existentes en el mercado nacional, el compromiso de realizar inversiones nuevas en generación. Asimismo, debería garantizarse la construcción de las nuevas instalaciones previstas. Además, afirman que las desinversiones deberían realizarse en un plazo de tiempo más reducido que el que proponen los Notificantes y mediante subasta, garantizándose, en todo caso, la calidad del servicio. Durante el periodo transitorio el Operador del Sistema debería predeterminar el precio al cual la "Sociedad Gestora de Activos a Desinvertir" ofertaría al *pool*.

En relación con la desinversión de activos de distribución, la FEIQUE considera esencial que las empresas de distribución, incluida la resultante del proceso de fusión, tengan una capacidad de distribución inferior a la de generación.

#### 1.4.3. ASOCIACIÓN NACIONAL DE GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (AEGE).

La AEGE ha alegado, con carácter general, que la extremada indefinición acerca del proceso de desinversión impide que se pueda expresar una opinión mínimamente fundamentada sobre la operación. Asimismo, consideran que la operación planteada vulnera de manera frontal el artículo 16 del Real Decreto-Ley 6/2000, que prohíbe incrementar la potencia instalada durante un período de 5 años a las empresas cuya potencia eléctrica instalada en todo el territorio peninsular en régimen ordinario exceda del 40% del total.

Sin perjuicio de lo anterior, esta Asociación, de forma tajante, señala que la fusión "*debilita la muy escasa competencia existente en cada uno de los mercados que integran el sector*", alguno no totalmente liberalizado, y en un

marco de escasez de oferta de generación en el interior del país. Sin capacidad suficiente, manifiestan, no habrá competencia efectiva con independencia del número de generadores. A pesar de la liberalización normativa realizada, consideran que nuestro país soporta una estructura del sector eléctrico que tan sólo puede admitir o tolerar acciones o procedimientos de desconcentración y de desverticalización real y no meramente jurídica.

Así, en el ámbito de la producción, la operación de concentración conduce a un ulterior aumento de la elevadísima concentración ya existente y a un aumento de la asimetría entre los grupos, y estos efectos se agudizan en ciertos submercados zonales. La operación acentúa y agrava el déficit de competencia existente. Por otro lado, la cuota superior al 60% en distribución tiene una importante vertiente cualitativa al permitir captar las oportunidades de negocio que proporciona el acceso a un gran mercado de consumidores y la ventaja que ello supone en relación con la comercialización. En síntesis, ENDESA e IBERDROLA controlarán, todavía más en el futuro, precio y cantidad del lado de la oferta y del lado de la demanda.

Sin perjuicio de que, debido a las anteriores consideraciones, esta Asociación señale que la operación de concentración no debe autorizarse, en todo caso deberían darse ciertas condiciones mínimas si se decidiera su aprobación, respecto de diferentes elementos, con objeto de no incrementar las asimetrías existentes en el mercado y fomentar una mayor contestabilidad del mismo. En concreto, propone que debería condicionarse la adquisición de generación a compromisos de inversión inmediata un aumento de la capacidad de generación en España. Asimismo, si la nueva empresa retuviera una cuota en generación del 40% no se le debería permitir una cuota en distribución superior al 25%, procurándose, además, un aumento sustancial del número de distribuidores, debiéndose revisar los criterios de reparto de la retribución anual de dicha actividad.

Respecto de la actividad de transporte, las entidades que se fusionan deberían transferir a REE la propiedad de la red de transporte y eso mismo deberían hacer igualmente los adquirentes de activos que poseyeran redes de transporte en España. Por su parte, y los límites a las participaciones de las empresas eléctricas en REE deberían revisarse a la baja.

Por lo que respecta al Plan de Desinversiones, la AEGE entiende que el *mix* de la entidad resultante debe aproximarse al nacional peninsular. En ningún caso una misma empresa podrá adquirir simultáneamente activos de generación y de distribución salvo que sea superior en un 15% su cuota de generación. Las plusvalías originadas en el proceso inversor respecto de los valores estimados para el cálculo de los CTCs deberían reducir estos últimos. Respecto del período transitorio, proponen que éste sea lo más corto posible

y, en ningún caso, superar los 12 meses desde la fusión, encargándose la Administración de la gestión de estos activos.

Junto a los anteriores comentarios, la AEGE considera que “para que en el sector eléctrico sean admisibles nuevas concentraciones, ésta o cualquier otra, es necesaria una previa refacción de sus bases legales y fácticas; es decir, un replanteamiento del Protocolo Eléctrico...”.

#### 1.4.4. REPSOL YPF, S.A.

REPSOL considera que, debido a la ausencia de notificación del plan de cesión de activos por parte de las empresas que se fusionan, resulta imposible elaborar un informe acerca del fondo de la operación de concentración notificada y sus efectos sobre la competencia. El que califican de “inexistente” plan de cesión de activos, alegan, no constituye una parte de la operación de concentración, ni una eficiencia derivada de la fusión conforme al artículo 16.1 de la LDC, ni tampoco una condición conforme al artículo 17.1.b de la LDC.

Alegan que existe unanimidad entre las partes interesadas en “*exigir la concreción de este plan como elemento esencial para poder determinar los efectos del mismo en el mercado ya que no hay dificultad alguna en apreciar que la fusión constituye un monopolio de hecho que debe ser prohibido*” y mantienen, igualmente, que otros sistemas de control de concentraciones como el comunitario, el alemán o el establecido en el Reino Unido, son ejemplos de derecho comparado que justifican la necesidad de exigir a los notificantes la concreción del plan de cesión de activos, definiendo exacta y exhaustivamente el objeto de cesión previsto para poder identificar inequívocamente todos los activos y derechos pertinentes. Subsidiariamente, debería recomendarse la prohibición de la operación por sus graves efectos en el mantenimiento de la competencia efectiva, por crearse un monopolio de hecho en los mercados afectados.

En relación con la definición del mercado de producto, REPSOL señala que lo que resulta crucial es tener en cuenta que la operación afecta a empresas verticalmente integradas que operan simultáneamente en actividades reguladas y liberalizadas y, por ello, el análisis debería abarcar el mercado de generación, en régimen ordinario y en régimen especial, el mercado de comercialización, el transporte y la distribución de energía eléctrica. De forma más precisa, podría definirse un mercado de acceso al transporte y un mercado de acceso a la distribución eléctrica.

Señalan incluso, que sería posible definir mercados específicos de producto teniendo en cuenta períodos temporales, estacionalidad de la demanda, servicios complementarios o existencia de restricciones técnicas.

Respecto de la apelación de los notificantes al mercado “multienergía”, se recuerda que no existe precedente alguno que considere el gas y la electricidad como productos que formen parte del mismo mercado de producto relevante. Por otro lado, consideran que el acceso al mercado de generación y distribución eléctrica por parte de empresas activas en el sector de hidrocarburos no debe ser objeto de condicionante o limitación alguna desde la perspectiva vertical ya que, por lo que respecta a la actividad de comercialización, el crecimiento del consumo, a tasas anuales del 12%, indica un mercado dinámico y con múltiples oportunidades de oferta competitiva. Señalan que el factor clave para la competencia en ese mercado es el acceso a la infraestructura de gas natural.

Con relación al mercado geográfico, estiman que es posible que existan mercados más reducidos que el nacional como puede ocurrir en las situaciones de restricciones técnicas e, incluso, que el mercado geográfico relevante a efectos de la distribución es el del ámbito geográfico de cada red dada la inexistencia de sustitución entre las diferentes áreas.

Por otro lado REPSOL considera que la incorporación del régimen especial obligado a presentar ofertas al *pool* en el total de la generación peninsular no tiene relevancia desde el punto de vista de la competencia debido a su escaso volumen. Asimismo, con respecto a las importaciones señalan que dadas las limitaciones de las redes de interconexión y la nula previsión real de su incremento, estas resultan irrelevante como factor de competencia.

Por otro lado, subrayan la inexistencia de competencia respecto a los consumidores cualificados *“como se desprende de la imposibilidad de los comercializadores no integrados de incrementar su cuota de mercado”*, aspecto que no se ha señalado en la notificación, donde tampoco se explican los efectos en la competencia actual de la estructura concentrada existente, que califican de “duopolio cerrado”, omitiéndose el poder de mercado actual en generación y el funcionamiento real del proceso de ofertas.

La falta de contestabilidad de los mercados afectados queda patente tanto por el hecho de que, en los últimos tres años, con incrementos de demanda constantes, no ha existido acceso al mercado de otros activos de generación gestionados por otras empresas como por el poco impacto de la actividad de comercialización independiente de la generación.

En definitiva, *“la operación propuesta da lugar a una empresa con el 85% del total de potencia instalada, el 79% de la producción eléctrica, la empresa que*

*fijará el precio marginal en más del 80% de las veces, el control de más del 75% de las ventas netas de energía, más el 80% de las compras de energía en el mercado mayorista más el 80% de la distribución de energía eléctrica y el 86% de la comercialización de electricidad”, y ello sin que se hayan concretado ni justificado las supuestas eficiencias de la operación.*

#### 1.4.5. GAS NATURAL SDG. S.A.

GAS NATURAL alega que sin disponer de un verdadero “Plan de Desinversiones”, el Tribunal no puede pronunciarse ya que no dispondría de todos los elementos y antecedentes con los que hacerlo.

Sin perjuicio de ello, para que la operación proyectada atenuara sus efectos anticompetitivos en el sistema eléctrico español, habría que tener en cuenta que realiza esta empresa una serie de precisiones, sobre distintos elementos y sobre el procedimiento del Plan de Desinversiones.

Por lo que respecta a los activos a desinvertir, consideran que deben separarse las desinversiones de los activos de las distintas actividades del sector eléctrico. Asimismo, ENDESA/IBERDROLA deben desinvertir el 70% de los activos hidroeléctricos de las cuencas Norte, Duero y Tajo ya que *“son activos capaces de fijar el precio marginal del sistema en un porcentaje elevado de horas dentro de los períodos críticos para el sistema, en especial durante los más caros”*.

Asimismo, opinan que sería deseable que ningún agente tenga una posición preponderante en una cuenca significativa. El bombeo debería tratarse como una tecnología separada y habría que evitar que ningún agente tuviera control de una cantidad excesiva de esta tecnología. Por su parte, la generación nuclear y térmica deberían enajenarse activo por activo. Los activos de transporte deberían venderse a REE ya que pueden suponer, en manos de la fusionada, una barrera de entrada a nuevos proyectos de otros agentes. En todo caso, el *mix* de la empresa resultante no debería diferir del actual de ENDESA para mantener el equilibrio entre agentes.

En comercialización, señalan que en la actualidad, con el 86%, las empresas que se fusionan, *“... han logrado estrangular cualquier posibilidad de comercialización, provocando pérdidas en la comercialización al estrangular el precio marginal en el mercado de la generación. Esto es posible porque ejercen un poder de mercado absoluto como consecuencia de las horas en las que sus centrales marcan el precio de referencia. Este planteamiento se agravará con la aparición de la nueva empresa que no tendrá contestación por parte de los rivales de menor tamaño en el mercado español”*.

En relación con el procedimiento y el calendario de desinversión, considera que la propuesta al respecto de los notificantes es totalmente inaceptable. En todo caso el Servicio debería ser el encargado de designar al agente independiente. No deberían hacerse paquetes de desinversión y menos si los determinan ENDESA e IBERDROLA, el procedimiento de enajenación debería ser la subasta y el plazo no superior a 6 meses. Igualmente, el intercambio de activos o su preasignación puede conducir a distorsiones significativas en los mecanismos de competencia.

Por último, GAS NATURAL señala que el principal argumento esgrimido por los notificantes para justificar la fusión (creación de un grupo europeo capaz de competir en la Unión) no tiene sentido en un sistema con limitada capacidad de interconexión como es el español y sin que sea previsible que este carácter de “isla” se vaya a perder próximamente ya que construir nuevas interconexiones resulta algo “*prácticamente imposible*”.

#### 1.4.6. HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO

La primera cuestión que plantean se centra en el tamaño de la empresa resultante (la cuota de generación) y en la composición de su *mix* tecnológico, en tanto en cuanto son las variables que determinan el poder de mercado. Señalan que algunos estudios consideran “*que cuotas de generación superiores al 25% otorgan un poder de mercado tal que anula el comportamiento competitivo del mercado*”.

La tecnología de generación hidráulica regulable, la térmica flexible y la hidráulica de bombeo son clave para fijar precio y actuar en otros mercados como el de regulación y el de desvíos. En estas tecnologías la empresa resultante tendría una cuota muy alta. Por ello “*la operación debe permitir que los agentes que operen en el Sistema, una vez realizada la fusión propuesta tengan una capacidad de generación equilibrada (tamaño y mix). Para garantizar este equilibrio es necesario permitir a los agentes eléctricos nacionales, no inmersos en la fusión, crecer en tamaño y flexibilidad de mix de generación para poder competir mejor en el mercado.*” Por ello, se debería dar prioridad en la compra de activos a los agentes eléctricos nacionales.

La potencia máxima que se le debería permitir mantener a la empresa resultante de la fusión sería diferente en función de la composición de los activos, con el objeto de que no aumente, y a ser posible disminuya, el posible poder de mercado de la mayor empresa actualmente existente. A este respecto, cabe señalar la especial importancia que HIDROCANTÁBRICO le otorga a los activos de generación hidráulica de bombeo, al igual que el

informe de la CNE, ya que indican que la capacidad disponible de bombeo supone en torno al 25% de la demanda del sistema en “horas valle”. La empresa fusionada tendría alrededor del 90% de toda la capacidad instalada en el sistema.

Con una mayor competencia en la fijación de precios se reducirían las posibilidades de las empresas con mayor cuota de mercado para obtener precios superiores a las 6 ptas/kWh y adelantar así el cobro de los CTCs.

La desinversión de activos de generación debería plantearse con criterios de racionalidad de explotación y, salvo casos justificados, no mezclar tecnologías. Asimismo, deberían eliminarse los actuales monopolios zonales de generación, diversificando geográficamente los activos en venta, y evitando la aparición de nuevos monopolios en las zonas donde existen restricciones técnicas.

Si la venta se establece por paquetes, para facilitar la concurrencia se deberían establecer límites a los paquetes, y en el caso de las centrales nucleares, dada la especificidad de sus condiciones, su escasa capacidad competitiva en el *pool* y las condiciones muy reguladas de su explotación, el proceso de desinversión debería negociarse con todos los propietarios de los activos afectados.

Por lo que respecta a la distribución, consideran que, aunque es una actividad regulada y, por tanto, no parece afectada por problemas de competencia “*es un hecho que la íntima relación del distribuidor con los clientes hace que la actividad de distribución sea pieza clave para una efectiva competencia en el acceso a los clientes*”. Por ello, creen que “*la empresa resultante debe tener un tamaño del mercado de distribución similar al que tenga en el mercado de generación*”. Además, consideran que “*los paquetes de desinversión en distribución deben ser de un tamaño asequible, lo que además permitiría la presencia de un número suficiente de agentes para facilitar el funcionamiento y aumentar la estabilidad regulatoria del sistema: pocos agentes y de tamaños muy diferentes harán difícil el control y la estabilidad del sistema retributivo, mientras que una mayor uniformidad facilitará la estrategia reguladora y competitiva del sistema*”.

Se destaca también, como una cuestión relevante en la distribución, lo que denominan “*fenómeno de la extensión de redes y nuevos suministros*”. Se dice que aunque la distribución sea un monopolio, la legislación no impide que en una zona donde se encuentra un distribuidor pueda aparecer otro distribuidor con el objeto de cubrir una nueva demanda (nuevos polígonos industriales, nuevas urbanizaciones, etc). En estos casos, el potencial nuevo distribuidor necesita, por lo general, conectarse a las redes del distribuidor ya

establecido lo que, en ocasiones, puede suponer, cuando menos, una dilación de los permisos de enganche, dificultando así la aparición de nuevos distribuidores. Se resume esta observación diciendo que *“un distribuidor que concentre en sus manos una buena parte del mercado nacional podría ahogar cualquier atisbo incipiente de competencia en este campo”*.

Con respecto a la integración vertical del sector se manifiesta que *“la información del distribuidor, puesta a disposición preferente del comercializador de su grupo, puede constituir un barrera de entrada al mercado muy importante”*.

#### 1.4.7. UNIÓN FENOSA, S.A.

UNIÓN FENOSA basa sus alegaciones en que la operación de concentración de ENDESA e IBERDROLA supone otorgar un poder de mercado a la empresa resultante tal que es necesario reforzar al segundo operador en el mercado eléctrico español para preservar las condiciones de una competencia efectiva en el mercado peninsular. Han aportado al expediente estudios basados en los modelos de subastas para simular el comportamiento del *pool* y que pretenden demostrar cómo, tras la operación de fusión en curso, sólo el aumento de tamaño y la mejora de su parque tecnológico pueden restablecer las condiciones de competencia.

Señalan que ésta es precisamente la filosofía que se encuentra en el Real Decreto Ley 6/2000, ya que con las moratorias al crecimiento de la capacidad instalada de los dos primeros operadores, lo que se persigue es reducir las asimetrías de tamaño dando así oportunidades a los operadores con menor cuota de mercado.

Con respecto a la estructura final del mercado que deberá configurarse tras el proceso de desinversiones, manifiestan su convicción de que debe ser el Gobierno y no los notificantes, quién decida cuál ha de ser la estructura.

Por último, proponen el veto al Grupo REPSOL-GAS NATURAL en el proceso de desinversión de activos eléctricos hasta que no concurran en el mercado español del gas unas condiciones de competencia y apertura homologables a las que actualmente existen en el mercado eléctrico.

UNIÓN FENOSA ha presentado, además, alegaciones detalladas sobre las siguientes cuestiones:

- Es necesario establecer una moratoria en la construcción de nuevas centrales de ciclo combinado de gas para la empresa resultante de la

fusión e incluso incorporar a los activos que se deben vender emplazamientos que, actualmente, tienen autorización.

- No son partidarios de que el método de desinversión se realice mediante subasta porque no garantiza la estructura de mercado resultante y no garantiza la idoneidad del adquirente. Además provocaría una inflación de las valoraciones de los activos que repercutiría en un mayor precio de la electricidad.
- Tampoco les parece adecuado el intercambio de activos porque daría lugar a la creación de un fuerte incentivo de acomodación mutua de comportamientos competitivos en los mercados eléctricos objeto del intercambio (se piensa en Francia y Portugal).
- El período de transición debería ser como máximo 6 meses, aludiendo a la experiencia europea. Esta consideración es coincidente con numerosas opiniones recibidas por los distintos agentes consultados y citados anteriormente.
- Sobre el *mix* de generación se declara que: (1) *el mix adecuado para operar en el mercado es aquél que aproximándose a la composición media del parque generador en el conjunto del sistema, equilibre la capacidad de influir en el mercado de los diversos agentes,* (2) *el mix mejor es el que tenga más proporción de potencia retirable, empezando por la potencia hidroeléctrica y siguiendo por la de carbón de importación,* (3) *en ausencia de datos sobre los activos concretos objeto de desinversión resulta difícil realizar una valoración del mix propuesto, aunque puede verse que las empresas fusionadas pretenden mantener la preponderancia en potencia hidroeléctrica y reducir la térmica (suponemos que las de carbón nacional, que son las que más condicionantes tienen) y* (4) *la mejora del mix del operador dominante debe quedar condicionada a la mejora de la capacidad y el mix del segundo operador”.*
- En el caso de enajenar activos con CTCs, éstos deben afectarse al activo enajenado.
- En la actividad de distribución se alega que *“Mientras exista una parte importante de consumidores que son suministrados a través de tarifas integrales, para los que las compras de energía son realizadas por las empresas de distribución, una empresa que posea una posición de dominio en esta actividad tiene un claro poder de compra en el mercado mayorista y, por lo tanto, en la formación de la demanda mayorista de electricidad, lo que podría ser utilizado para favorecer las estrategias de*

*oferta de la empresa generadora de su grupo. Cada uno de los distribuidores presentes debería dar servicio a una zona de distribución constituida por un “área coherente”, establecida por las redes de reparto y de alta tensión a las que está conectada la red de distribución. De esta manera, se podría introducir competencia en la eficiencia de gestión de las redes de los respectivos operadores, lo que redundaría en su mayor calidad técnica y en una presión a la baja de su retribución y de los cánones de ATR”. Por ello, considera que se debería mantener el equilibrio entre la cuota de generación y la cuota de distribución.*

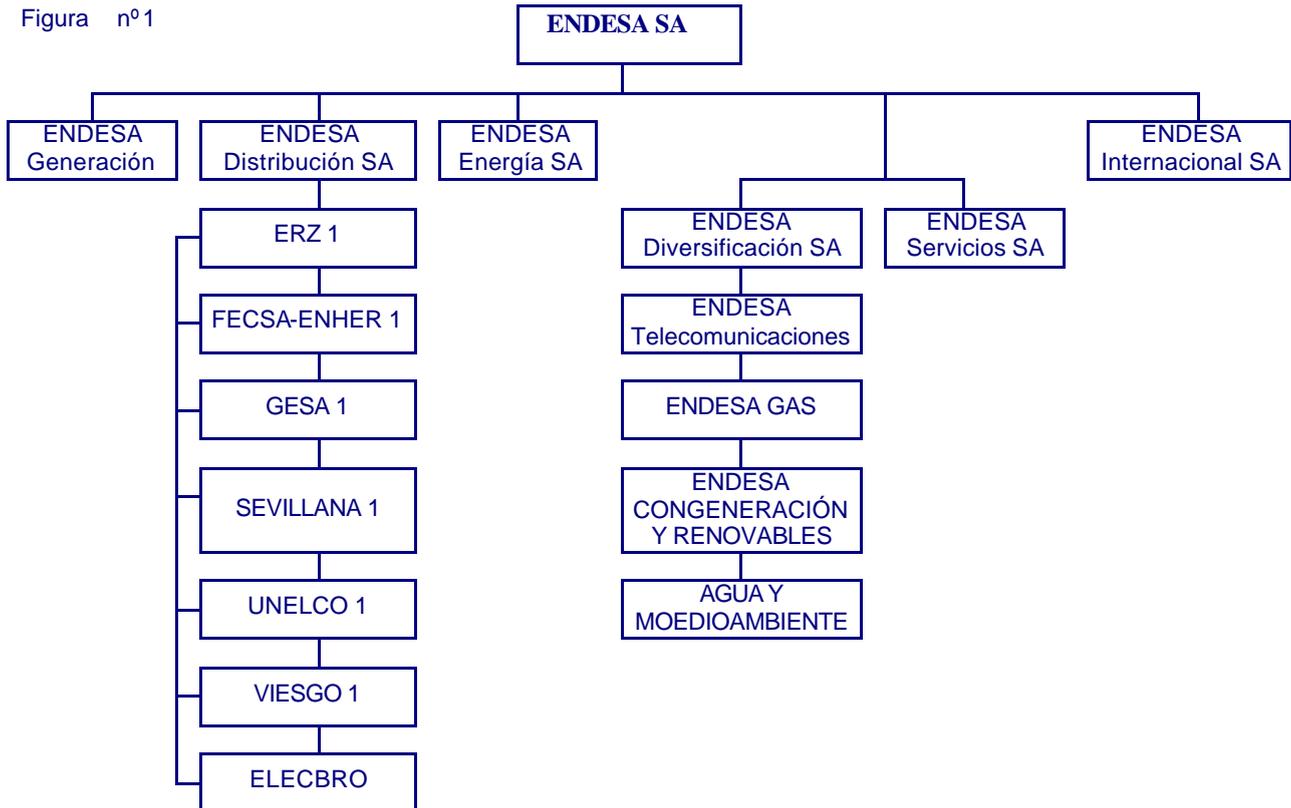
- Con respecto a la actividad de comercialización, se debería limitar temporalmente la participación de la empresa fusionada.
- Por último, sobre el transporte se considera que “*Las redes de transporte de cada zona se deberían transferir al adquirente de los correspondientes activos de distribución de la zona*”.

## **2. PARTES INTERVINIENTES.**

### **2.1. Empresa absorbente, ENDESA, S.A.**

ENDESA es la empresa holding del Grupo ENDESA cuya estructura societaria, tras la separación jurídica entre negocios regulados y no regulados requerida por la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, se articula actualmente en seis líneas o áreas de negocio: generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en España, diversificación, servicios e internacional.

Figura nº1



FUENTE: NOTIFICANTES

En los años 97 y 98 se avanzó sustancialmente en el proceso de privatización de esta empresa con la realización de la tercera y cuarta ofertas públicas de venta de acciones (OPVs), por el 25 y el 33 por ciento, respectivamente, del capital en manos de la SEPI, hasta entonces accionista mayoritario de la empresa que, tras las mencionadas OPVs, ha pasado a ser una compañía privada.

Actualmente, los principales accionistas de ENDESA son la Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona (LA CAIXA) con un 5,%, CAJA MADRID con un 4,9%, el BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA (BBVA) con un 3,2%, la SEPI con un 2,9% y el BANCO SANTANDER CENTRAL HISPANO (BSCH) con un 0,61%. ENDESA cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en la Bolsa de Nueva York.

El negocio eléctrico constituye la actividad principal del Grupo ENDESA, con un total de 36.538 MW instalados, 148.619 Gwh producidos, 148.540 GWh distribuidos y 22 millones de clientes en doce países. A través de sus filiales ENDESA GENERACIÓN, ENDESA DISTRIBUCIÓN y ENDESA ENERGÍA, desarrolla actividades de generación, transformación, distribución y comercialización de energía eléctrica en España, donde resulta la principal empresa del sector. A través de ENDESA INTERNACIONAL opera en América Latina y, con menor intensidad, en Europa y África.

Su volumen de ventas superó en 1999 los 2 billones de pesetas, del cual casi el 70% fue realizado en España.

**Cuadro nº 1.**

**VOLUMEN DE VENTAS DE ENDESA. En millones de pesetas.**

	1997	1998	1999
MUNDIAL	1.245.435	1.100.032	2.184.918
UNIÓN EUROPEA	1.244.367	1.099.780	1.517.087
ESPAÑA	1.244.367	1.099.780	1.517.087

FUENTE: *Notificación.*

En términos de capacidad instalada y de producción de electricidad en el sistema peninsular español, ENDESA ocupa el primer lugar con unas cuotas de mercado en torno al 44% y al 48%; respectivamente. Su parque de generación está relativamente diversificado, correspondiendo, de acuerdo con el Informe Anual de 1999, alrededor del 32% de la potencia instalada a centrales que consumen carbón nacional y de importación, alrededor del 25% a centrales de fuel o gas, el 15% a centrales nucleares y el 27% a instalaciones hidroeléctricas. Una característica relevante del parque generador de la compañía es la favorable ubicación de las centrales en términos de facilidad de acceso a las materias primas, proximidad a la red de gasoductos, cercanía a las interconexiones y posibilidades de ampliación.

Es de destacar que ENDESA GENERACIÓN desarrolla una importante actividad minera de extracción de carbón nacional situándose muy próxima a la tercera parte de la producción nacional y suministrando a centrales de su propiedad.

En la actividad de comercialización en España, ENDESA ENERGÍA es igualmente la principal empresa nacional alcanzando en 1999 una cuota del 44% que se traducía en más de 3.050 clientes.

Por lo que se refiere al suministro de clientes a tarifa, el número de clientes de ENDESA DISTRIBUCIÓN a finales de 1999, alcanzó los 9.853.757 situados, fundamentalmente, en Andalucía y Cataluña, lo cual significa una cuota de ENDESA en este mercado regulado cercana al 40%, ocupando asimismo el primer puesto en el *ranking* nacional.

Dentro de la actividad de transporte ENDESA es propietaria de líneas y otros elementos de la red de alta tensión alcanzando en esta actividad una cuota, en los anteriores términos, de cerca del 19%.

A través de ENDESA DIVERSIFICACIÓN, ENDESA participa en negocios distintos de los eléctricos con el objetivo de desarrollar una estrategia de operador global multiservicio. Esta actividad se estructura en cuatro áreas de negocio relacionados con los sectores donde la empresa está presente: telecomunicaciones, gas, cogeneración y renovables y agua y medio ambiente.

Por lo que se refiere al área de Telecomunicaciones, ENDESA TELECOMUNICACIONES es el primer accionista de AUNA<sup>1</sup>, operador global de telecomunicaciones en España a través del cual participa en RETEVISIÓN, AMENA, ERESMAS, IDDEO (Internet) y QUIERO TELEVISIÓN (televisión digital terrestre) así como en diversas compañías de cable como SUPERCABLE (31,2%), MENTA (37,6%), MADRITEL (23%), CANARIAS TELECOM (47%) etc.

Por lo que respecta a la distribución de gas, en 1999, ENDESA GAS, a través de sus empresas participadas, ha distribuido gas canalizado en las Comunidades Autónomas de Aragón, Andalucía, Baleares, Castilla-León, Extremadura y Valencia con 263.000 clientes, lo que supone una cuota, de acuerdo con la CNE, del 5% en el mercado doméstico comercial e inferior al 1% en el mercado industrial.

En cogeneración y energías renovables ENDESA mantiene una cuota del 23% siendo igualmente la principal empresa nacional.

Por último, ENDESA INTERNACIONAL ha canalizado la expansión internacional de la empresa que se halla presente en los negocios de producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en Chile, Argentina, Colombia y Perú, en cuyos mercados ocupa los primeros puestos, y en Brasil, República Dominicana y Venezuela. También participa en actividades de generación en Portugal y Francia y de distribución en Marruecos.

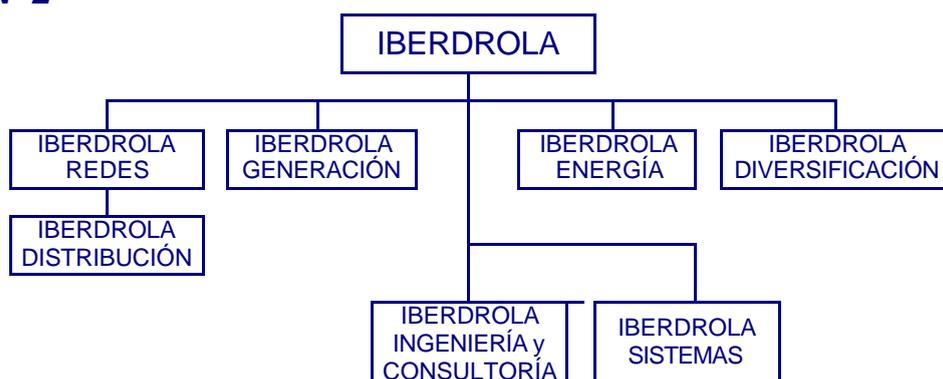
---

<sup>1</sup> ENDESA 28%, TELECOM ITALIA 27% y UNION FENOSA 17%.

## 2.2. Empresa absorbida, IBERDROLA, S.A.

IBERDROLA, S.A., constituida en 1992 tras la fusión de HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA e IBERDUERO, es la sociedad matriz del Grupo IBERDROLA que se estructura, conforme al nuevo marco regulador del sector eléctrico español, de acuerdo con el esquema siguiente:

**Figura Nº 2**



FUENTE: *Notificantes*

Según consta en la notificación, los principales accionistas de IBERDROLA son THE CHASE MANHATTAN BANK, N.A. con el 10,17%, el BBVA con el 9,9%, la BILBAO BIZKAIA KUTXA con el 5%, FRANKLIN RESOURCES INC. DELAWARE con el 5% y EDP-Electricidad de Portugal, S.A. con el 2,25%. IBERDROLA cotiza en las cuatro Bolsas españolas y en el Mercado Continuo.

El negocio eléctrico constituye igualmente la actividad principal del Grupo IBERDROLA, desarrollando las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía en España, a través de las empresas IBERDROLA GENERACIÓN, REDES Y DISTRIBUCIÓN, y con mucha menor importancia en Latinoamérica, a través de IBERDROLA ENERGÍA, fundamentalmente, en el Cono Sur (Argentina y Chile) y en la zona económica del Pacto Andino (Perú, Bolivia, Ecuador y Colombia).

El volumen de ventas de IBERDROLA en el año 1999 superó el billón de pesetas, del cual alrededor del 99% se realizó en España.

**Cuadro nº 2.**

**VOLUMEN DE VENTAS DE IBERDROLA. En millones de pesetas.**

	1997	1998	1999
MUNDIAL	810.167	974.316	1.039.930
UNIÓN EUROPEA	798.834	971.707	1.036.962
ESPAÑA	798.834	971.707	1.036.962

FUENTE: *Notificación.*

En términos de capacidad instalada y de producción de electricidad en el sistema peninsular español, IBERDROLA representa alrededor del 37% y del 30%, respectivamente, ocupando el segundo lugar tras ENDESA.

IBERDROLA cuenta con un equipo de generación que califican de muy competitivo, flexible y diversificado, siendo la primera empresa en generación de origen hidráulico y nuclear. Alrededor del 51% de su potencia instalada es hidráulica, 21% térmica de fuel-gas, 19% nuclear y 9% térmica de carbón.

En cuanto a la generación hidráulica, de acuerdo con la información de IBERDROLA, esta empresa cuenta con centrales en los sistemas Sil, Duero, Tajo y Este-Norte. Ello le permitió alcanzar en 1999 el 42,5 % de la producción hidráulica peninsular.

Asimismo, IBERDROLA dispone de una extensa red de transporte y distribución que alcanza cuotas del 30% y del 39% en líneas de 220 KV y en transformación de 400 KV.

En la actualidad suministra a clientes finales, tanto sujetos a tarifa como cualificados. IBERDROLA ocupa el segundo puesto en el *ranking* nacional.

A través de IBERDROLA DIVERSIFICACIÓN, que participa en 49 empresas o grupos de empresas, se desarrollan otros tipos de actividades distintas, fundamentalmente en cogeneración y renovables, dentro del campo energético, actividad inmobiliaria, servicios y telecomunicaciones y tecnologías de la información y nuevas tecnologías.

IBERNER se ocupa de las actividades internacionales del Grupo en el campo energético y las inversiones en España del régimen especial, así como los negocios, nacionales e internacionales, de distribución de agua y gas.

IBERDROLA mantiene alianzas estratégicas con TELEFÓNICA, S.A. para servicios de distribución, márketing y utilización de infraestructuras, con REPSOL con el que ha llevado a cabo diversas inversiones y proyectos conjuntos en España y países latinoamericanos, y con Electricidad de Portugal (EDP) a través de participaciones empresariales cruzadas.

A continuación, el cuadro nº 3 incluye las participaciones industriales de ENDESA e IBERDROLA agrupadas sectorialmente.

**Cuadro nº 3**  
**PRINCIPALES PARTICIPACIONES PERMANENTES EN SOCIEDADES NO FILIALES.**

SECTORES	ENTIDAD PARTICIPADA	PARTICIPACIONES (%)	
		IBERDROLA	ENDESA
HIDROCARBUROS	Repsol	3,5	2,7
	Galp	4	--
	Bahía de Bizcaia Gas, S.L.	25	--
ELECTRICIDAD	Red Eléctrica de España	10	10
	OMEL	5,71	5,71
	Elcogás	11,1	37,93
	Nuclenor	50	50
	Electricidade de Portugal	4	--
	Bahía de Bizcaia Electricidad	25	--
TELECOMUNICACIONES	Euskatel	10	10
	Retevisión	--	28,67
	Abrared, S.A.	43	
	Retevisión Móvil	--	23,018
	Madritel	--	23,35
	Menta	--	37,67
	Supercable Sevilla	--	35,22
	Supercable Andalucía	--	30,91
	Canarias Telecom	--	47
	Able	--	35
	Tenaria	--	4,77
	Supercable Almería	--	29,89
	Telefónica Cable Castilla y León	10	--
	Telefónica Cable Madrid	10	--
	Telefónica Cable Catalunya	10	--
OTROS	Mediapark	19,1	--
	Quiero TV	--	14,04
	Cementos Pórtland	8,06	--
	Sdad. Gral de Aguas de Barcelona S.A.	--	11,79

FUENTE: *Notificantes*

El análisis de la información contenida en el cuadro nº 3 permite determinar las repercusiones de la fusión de las carteras industriales de ambas empresas que pueda dar lugar al reforzamiento de la presencia de la entidad resultante en una determinada empresa o a la participación simultánea en empresas competidoras. Fuera del sector eléctrico, es de destacar la consolidación de la presencia de la empresa fusionada en REPSOL, empresa que tendrá un papel relevante en generación por ciclo combinado, y en EUSKALTEL. Asimismo, contará con participaciones notables y simultaneas en RETEVISIÓN y ABARRED. Por último, ENDESA participa en MENTA y MADRITEL e IBERDROLA en TELEFÓNICA CABLE CATALUÑA y TELEFÓNICA CABLE MADRID. Al respecto hay que tener en cuenta la aplicación del artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, y la legislación sectorial de cable y televisión.

### **3. DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN**

La operación de concentración notificada consta de tres elementos o “fases diferenciadas”.

- a) La primera fase consistirá en la fusión por absorción de IBERDROLA por ENDESA, adquiriendo esta última en bloque y por sucesión universal el patrimonio de la primera que se extinguirá sin liquidación. La operación se instrumentará mediante un canje de acciones, para lo cual ENDESA aumentará su capital en la cantidad necesaria. ENDESA cambiará su denominación social por la de “ENDESA IBERDROLA, S.A.”.
- b) Una vez realizada la inscripción de la escritura de fusión, la entidad fusionada pasará a una segunda fase de la operación consistente en la cesión de determinados activos, mediante ventas o permutas de activos a empresas españolas y extranjeras del sector energético o de otros sectores en que las entidades que se fusionan participan en la actualidad. Los activos que se incluirán en el proceso de cesión de activos se detallarán en un documento denominado “Plan de Desinversiones” que será aprobado por la entidad fusionada. Sin embargo, el proceso de desinversión se llevará a cabo de modo que la sociedad resultante de la fusión mantenga en territorio español un parque de generación de las siguientes características:
  1. Se mantendrá una capacidad de generación de aproximadamente 20.300 MW en el territorio peninsular español, equivalente a la actual ENDESA.

2. El *mix* de generación tomaría como referencia la composición integrada de la cartera de activos de generación de ambas entidades notificantes: 40-45% hidráulico, 35-40% térmico y 20-25% nuclear.
3. Respecto de la nueva capacidad, la entidad resultante continuará los proyectos hasta un total de 2.800 MW equivalente al mayor volumen de los autorizados a cada una de las entidades notificantes.

El mantenimiento de una capacidad de generación tras la fusión similar a la que actualmente tiene ENDESA constituye un imperativo legal. Asimismo, las empresas que superan la cuota del 20% en capacidad de generación sin llegar al 40% no podrán incrementar esa capacidad en 3 años.

Como características del Plan de Desinversiones en activos de generación los Notificantes determinan entre otras, las siguientes:

- Los activos se intentarán agrupar en paquetes significativos.
- Se desarrollarán los mejores esfuerzos para que se introduzcan en el mercado español al menos dos nuevos competidores
- Se considerará la posibilidad de aceptar el intercambio de activos con el propósito de incrementar su presencia en el exterior.

En el período que medie entre la inscripción de la escritura de fusión y la efectiva desinversión de los activos, se prevé la constitución de una “Sociedad gestora de los activos a desinvertir” (SGAD), participada al 100% por la entidad resultante de la fusión, a la que se aportarían los activos objeto de la desinversión y cuya gestión y administración se encomendarían a un “gestor independiente”. La entidad resultante de la fusión no ejercerá sus derechos políticos en la SGAD salvo en la medida estrictamente necesaria para preservar el valor de su inversión o en relación con el proceso de enajenación.

Respecto de los activos de distribución, los notificantes prevén la enajenación de una parte del negocio de distribución peninsular que podría cifrarse en un volumen de más de 25.000 GWh de energía distribuida y de alrededor de 4 millones de clientes.

Por último, no se incluyen elementos de comercialización en el proceso de cesión de activos. Alternativamente se realiza una propuesta de gestión de la actividad de la entidad resultante vinculada a este mercado hasta el 1 de enero de 2003. En concreto, se propone un esquema basado en la no renovación de algunos contratos ya suscritos a medida que éstos vayan venciendo, limitando su cuota de mercado al 50% de la nueva energía que se contrate por los consumidores cualificados, hasta la fecha indicada.

- c) Por último, la cesión de activos permitirá obtener recursos para, llevar a acabo el “Plan de expansión” que tendrá por objeto adquirir principalmente activos de generación, transporte, distribución o comercialización de energía eléctrica, en terceros países, especialmente en Europa, para potenciar la actividad internacional de la empresa fusionada. Además, se prevén igualmente inversiones en otros sectores energéticos, de telecomunicaciones o de la nueva economía, con objeto de lograr una mayor diversificación de sus líneas de negocio.

#### **4. APLICACIÓN DE LA LEY 16/1989, DE 17 DE JULIO, DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA.**

El artículo 14.1 de la LDC prevé la notificación obligatoria de una operación de concentración cuando como consecuencia de la misma se adquiera o se incremente una cuota igual o superior al 25% del mercado nacional o cuando el volumen de ventas global en España del conjunto de los partícipes supere la cantidad de 40.000 millones de pesetas, siempre que al menos dos de los partícipes realicen individualmente en España un volumen de ventas superior a 10.000 millones de pesetas.

La operación notificada cumple los requisitos señalados resultando, pues, obligatoria dicha notificación.

De acuerdo con los datos aportados por los notificantes, la operación no entra dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (CEE) nº 4.064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989. sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas.

## 5. MERCADO RELEVANTE

### 5.1. El producto afectado por la operación

La delimitación del mercado relevante, tanto desde el punto de vista del producto como geográfico, tiene por objeto *"determinar y definir los límites de la competencia entre empresas"* y *"debe permitir identificar a aquellos competidores reales de las empresas afectadas que pueden limitar el comportamiento de éstas o impedirles actuar con independencia de cualquier presión que resulta de una competencia efectiva"*<sup>2</sup>.

El concepto de mercado geográfico se entiende referido a una sola variable: la delimitación física del territorio. Por el contrario, el concepto de mercado relevante de producto precisa, a menudo, de varias variables para su correcta definición. En efecto, ésta requiere no sólo la declaración de un producto físico o un servicio sino de la acción que se lleva a cabo con el producto o servicio en cuestión, el momento en que se realiza dicha acción u otras variables que permitan delimitar el mercado afectado por la operación.

Así, la primera cuestión a resolver se centra en el planteamiento abierto que exponen los notificantes en el Informe realizado por National Economic Research Associates (en adelante Informe NERA) de considerar el gas y la electricidad como productos sustituibles, aunque esta discusión no la plantean en el documento de notificación ante el Servicio, en el que consideran a *"la energía eléctrica como producto relevante"*. Se trata pues de establecer cuál es el producto relevante, y sobre la sustituibilidad de la energía eléctrica cabe hacer las siguientes consideraciones. En primer lugar, se deberá distinguir entre la demanda de electricidad para fines industriales y la demanda de electricidad para consumo doméstico<sup>3</sup>. En el caso de la demanda de electricidad con fines industriales, la sustituibilidad de la electricidad por el gas vendrá condicionada por el proceso industrial concreto de que se trate. Así, la elaboración de aluminio a partir de la alúmina se lleva a cabo mediante el proceso de electrólisis, proceso que no puede ser realizado ni con gas ni con otras fuentes energéticas y, en general, este condicionante afecta a una parte importante de la industria siderúrgica y de la industria no férrea, al estar condicionadas por la electrolisis. En el otro extremo, nos encontramos con la industria cerámica y azulejera, o de fertilizantes, donde es el gas el material

---

<sup>2</sup>Comunicación de la Comisión Relativa a la definición del Mercado Relevante. DO C 372/5 de 9 de diciembre de 1997.

<sup>3</sup> Según algunos estudios la elasticidad de la demanda doméstica es más rígida que la demanda industrial y por lo tanto la respuesta de la demanda ante pequeños incrementos de los precios de carácter permanente no será la misma. Chilton, J et al. 1997. Electricity Deregulation in South Carolina: An Economic Analysis.

energético adecuado y no la electricidad. En otro tipo de industrias su proceso de fabricación podría técnicamente ser realizado con cualquiera de los dos productos objeto de discusión pero en la mayoría, la elección de uno u otro medio de producción condiciona totalmente el equipo técnico necesario y, por tanto, la sustituibilidad entre los dos productos una vez acometida la inversión en las instalaciones desaparece; de tal manera que la variación en los precios deberá ser tal que compense los costes de cambio de instalación y genere incentivos al cambio. Asimismo, las posibilidades reales estarán en función de la disponibilidad de acceder a ambas fuentes de suministro. La infraestructura de gas natural no tiene un pleno desarrollo, de momento, en España, y por lo tanto, dependiendo de la zona en la que se ubique la industria en cuestión habrá o no sustituibilidad real.

El análisis de la demanda de electricidad para consumo doméstico nos lleva a segmentar dicha demanda en demanda para alumbrado, demanda para electrodomésticos y demanda para calefacción. La electricidad para alumbrado no puede ser, obviamente, sustituida por el gas natural. En el caso de electrodomésticos si bien es cierto que alguno de estos aparatos, como los frigoríficos, pueden diseñarse para que funcionen con gas, no resulta creíble que, ni a corto ni a medio plazo, el gas natural sea una alternativa seria para sustituir la energía eléctrica en estos casos. Por último, donde realmente el gas natural está ganando mercado es en su uso para calefacción, pero no porque esté siendo el sustituto de la energía eléctrica, sino porque está sustituyendo a otros tipos de gas como el propano, butano o gas ciudad; el carbón y, especialmente, porque está generando su propia y nueva demanda: la calefacción. En efecto, la calefacción es un uso en el que nunca la electricidad ha tenido un peso fundamental. Las modernas instalaciones de calefacción por medio de energía eléctrica, como son el denominado "hilo radiante" no han tenido un fuerte desarrollo porque no resultan en absoluto competitivas con el gas natural, ni siquiera contratando la tarifa nocturna de electricidad. En conclusión, no hay razones fundadas que induzcan a plantearse seriamente la sustituibilidad del gas natural y de la energía eléctrica a efectos del análisis de la presente operación. Sorprende, además, este cambio de planteamiento por parte de los notificantes, ya que en su escrito de notificación ante el Servicio, documento con el que se abre el expediente, se declara que *"El producto objeto de las actividades desarrolladas en este sector es la electricidad, con exclusión de otras FUENTES de energía, puesto que el grado de sustituibilidad entre unas FUENTES y otras se ve mermado por el tiempo y las inversiones requeridas para proceder a su sustitución. Las entidades notificantes aceptan esta idea de falta de sustituibilidad entre la electricidad y otros productos energéticos (fundamentalmente el gas natural) solo desde una perspectiva "horizontal" de los negocios: es decir un consumidor no puede sustituir fácilmente un producto por otro"*. A este respecto cabe recordar aquí que en el formulario

CO relativo al Reglamento CEE nº 4064/89, del Consejo, sobre el control de operaciones de concentración entre empresas, se define el mercado de producto como aquel que comprende la totalidad de los bienes y servicios que los consumidores consideren intercambiables o sustituibles en razón de sus características, su precio o el uso que se prevea hacer de ellos. También el Tribunal, en diversas resoluciones ha destacado que la sustituibilidad ha de verificarse fundamentalmente desde el punto de vista de la demanda<sup>4</sup>. No cabe pues, plantearse duda alguna sobre la delimitación del producto relevante afectado por la presente operación. Otra cuestión es que al tener las empresas notificantes intereses en otros mercados, como el gas natural y el sector de las telecomunicaciones, los efectos de la operación deban ser también analizados en los mismos.

## 5.2. Mercado de producto

La delimitación del mercado de producto relevante desde el punto de vista de las actividades que desarrollan las empresas objeto de esta operación, esto es, la generación, el transporte, la distribución y la comercialización, ha sido analizada recientemente por el Tribunal en el Informe C54/00 UNION FENOSA/HIDROCANTÁBRICO (en adelante Informe C54/00), donde concluía que los mercados afectados resultaban ser: *“el mercado de generación eléctrica en régimen ordinario, cuya producción se canaliza al consumo a través del pool o mediante contratos bilaterales, y el mercado de la comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados”*. Asimismo, en este mismo documento el Tribunal se pronunció con respecto a otras cuestiones de la forma siguiente, *“Entiende el Tribunal que si bien el transporte y la distribución son actividades reguladas, el hecho de que en la distribución estén presentes empresas que, a su vez, lo están en los mercados relevantes anteriormente delimitados, hace necesario tener en cuenta esta actividad en la evaluación de las condiciones de competencia en el mercado de comercialización y en el de generación”*.

Desde la elaboración del citado informe se ha producido un cambio en la regulación del sector eléctrico que plantea a este Tribunal el tener que estudiar la revisión de las delimitaciones anteriormente expresadas.

En efecto, el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, afecta a la actividad de generación mediante su artículo. 17 ya que obliga a determinadas instalaciones en régimen especial a realizar ofertas económicas al Operador del Mercado. Esta obligación recae, según el punto 3 del citado

---

<sup>4</sup> Expte A16/91, Resolución de 3 de febrero de 1992; Expte 291/90, Resolución de 22 de mayo de 1992 y Expte R189/96, Resolución de 15 de diciembre de 1997.

artículo, sobre los titulares de las instalaciones con potencia eléctrica superior a 50 MW acogidos al Real Decreto 2366/1994<sup>5</sup>. En el caso de los autoprodutores con una potencia superior a 5 MW el artículo.17.2 establece que estos podrán realizar ofertas económicas al Operador del Mercado. En base fundamentalmente a esta norma, los notificantes afirman que *“La energía generada por los autoprodutores y los otros productores en régimen especial compite con las demás FUENTES de generación”*. No obstante, en el mismo documento de notificación reconocen que *“solamente los autoprodutores mayores de 50 MW tienen explícitamente vedado el participar en el régimen especial. Los autoprodutores menores de ese tamaño pueden optar por el régimen especial o por el ordinario, pero hasta el momento todos ellos han optado por el primero”*.

También los notificantes consideran que la energía importada debe incluirse en la consideración de mercado relevante de producto, ya que se incorpora al sistema español mediante su participación en el *pool* y además se ha autorizado, con el cambio normativo, a los comercializadores a adquirir electricidad fuera del territorio nacional y revender esta electricidad bien mediante ofertas realizadas al *pool*, bien mediante contratos con consumidores finales.

La CNE expresa en su Informe que *“En cuanto a la producción en régimen especial, podría considerarse como un producto diferenciado, teniendo en cuenta la concepción de tal actividad como eminentemente regulada, y su, hasta ahora, nula participación en el mercado mayorista de electricidad. Tal fue la conclusión que esta Comisión estableció en su informe sobre la OPA de UNIÓN FENOSA sobre HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO. No obstante, y desde la entrada en vigor del Real Decreto 6/2000, de 23 de junio, este escenario se ha modificado, si bien de una manera poco relevante, al obligarse a los productores de este régimen con una potencia instalada igual o superior a 50 MW a presentar ofertas en el mercado. Aunque en el momento de redactarse el presente informe ninguno de estos productores ha participado en el mercado de producción, en el análisis de cuotas que se realiza en otros apartados de este informe se tendrá en cuenta este grupo de productores del régimen especial que tiene obligación de participar en el mercado mayorista aunque, como se ha dicho, no modifica en nada las conclusiones que se obtendrían si no se le contemplase, debido a su reducido valor (unos 450 MW).*

Tras estudiar todas las anteriores consideraciones, el Tribunal estima que el Real Decreto Ley 6/2000 introduce cambios que modifican cualitativamente la delimitación del mercado relevante de producto, aunque su impacto

---

<sup>5</sup> Real Decreto sobre producción de energía por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable

cuantitativo resulta poco significativo<sup>6</sup>. En todo caso, procede delimitar el mercado relevante de producto como la generación de energía eléctrica que se compra y se vende a través del *pool* o mercado mayorista. En este mercado concurren en régimen de libre competencia, por el lado de la oferta, la energía eléctrica ofertada por el régimen ordinario, por el régimen especial de más de 50 MW y la importada, y por el lado de la demanda, los distribuidores, los comercializadores y los clientes cualificados. También resultará afectado el mercado de la energía contratada mediante contratos bilaterales, en tanto en cuanto estos contratos se realizan en un régimen de libre competencia.

Por último, a lo largo del estudio que el Tribunal ha realizado del sector eléctrico, a la hora de determinar el mercado relevante de producto se ha constatado la existencia de un problema concreto denominado “restricciones técnicas” y que hace referencia a la falta de energía eléctrica generada en una zona para cubrir la demanda. En estos casos, para satisfacer la demanda de energía de una zona concreta se ha de poner en producción una central de generación determinada, generalmente la más cercana a la zona afectada por el déficit energético y, en consecuencia, esa energía no se genera por el sistema establecido en el mercado mayorista. Es decir, no es energía generada como resultado de la casación de la oferta y la demanda del sistema, ni se retribuye al precio del mercado mayorista, sino al precio que oferta la central que resuelve la restricción técnica. En resumen, existen ciertas zonas geográficas donde se generan restricciones técnicas que solo pueden ser resueltas por un escaso número de centrales de generación, todas ellas pertenecientes, a menudo, a la misma empresa que actuará en tales situaciones en régimen de monopolio. Por ello, cabe considerar el mercado de restricciones como un mercado afectado independiente del resto de mercados anteriormente delimitados.

En cuanto a las actividades de transporte y distribución los notificantes en su documento de notificación no hacen referencia alguna al transporte, mientras que en el caso de la distribución manifiestan que ésta “*entendida como implantación y explotación de la red, no debe ser tratada como un mercado afectado por la operación por cuanto que esa actividad tiene la naturaleza de monopolio natural y, por lo demás, el resto de operadores en el sector eléctrico tienen garantizado el acceso e interconexión a esa red*”. Insiste el notificante, en el Informe NERA aportado posteriormente, en que precisamente por estar estas actividades reguladas, al haber sido legalmente declaradas como monopolios naturales, la estructura de propiedad de las mismas no tendrá impacto ninguno sobre los ingresos que generan

---

<sup>6</sup> La capacidad instalada en Régimen Especial mayor de 50 MW independiente de Endesa e Iberdrola representa el 0,92 % del total de la capacidad instalada. En términos de energía generada, la energía generada en Régimen Especial supone unos 25.000 GWh, un 18% de la cobertura total de la demanda según los notificantes.

El Tribunal considera que, pese a que se trata de actividades que han sido declaradas monopolios naturales y pese a estar sometidas a regulación, la posesión de las infraestructuras necesarias para estas actividades puede ser utilizada como barrera de entrada, como factor de discriminación, como fuente de información privilegiada frente a terceros y como activos de captación de clientes y, por lo tanto, no pueden ser excluidas del análisis de la presente operación. Muy al contrario, para analizar el impacto de la operación de concentración en los mercados liberalizados es imprescindible considerar el papel que estas infraestructuras van a desempeñar, ya que representan la conexión física de los mercados que este Tribunal considera como mercados afectados por la operación. Por lo tanto, el Tribunal se ratifica en que éstas actividades y la posesión de sus infraestructuras no pueden quedar al margen del análisis de la operación de concentración.

Por lo que respecta a la actividad de comercialización, en el Informe C54/00 el Tribunal consideró también como mercado relevante de producto afectado por la operación la comercialización de energía eléctrica a clientes cualificados. El Real Decreto Ley 6/2000 en su artículo 19, liberaliza completamente el suministro de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2003, es decir, a partir de ésta fecha todos los consumidores de energía eléctrica sin distinción tendrán la condición de clientes cualificados. Sin embargo, esta liberalización del suministro plantea una serie de incertidumbres, como por ejemplo, si se mantendrá la tarifa regulada<sup>7</sup>, si los distribuidores mantendrán la obligación de suministrar a esa tarifa a todo consumidor que demande el servicio,<sup>8</sup> si el mantenimiento de la tarifa regulada va a afectar sólo al consumidor doméstico y comercial o también a los consumidores industriales, si la tarifa regulada se mantendrá con el fin de que actúe como un precio máximo, etc. De momento, sólo se conoce que será eliminada la tarifa de Alta Tensión en el año 2007 y, por lo tanto, es razonable pensar que, a pesar de que legalmente a partir de 2003 todos los clientes serán cualificados, los distribuidores seguirán estando activos tanto en la actividad de gestión de las redes de distribución como en el suministro de energía eléctrica a los consumidores que se mantienen en el régimen de tarifa. El Tribunal entiende que con este adelanto del calendario de elegibilidad para todos los clientes a partir del 1 de enero del 2003 se configurará un único mercado de suministro de energía eléctrica a consumidores finales, pudiendo este suministro ser acometido bien por los distribuidores, bien por los comercializadores.

---

<sup>7</sup> Art. 9.2. de la Ley 54/1997

<sup>8</sup> Art. 41.1.a) de la Ley 54/1997

### 5.3. Mercado geográfico

El mercado geográfico de referencia, en el formulario CO del Reglamento CE nº 4086/89, anteriormente referido, se define como aquel que, *“comprende la zona en la que las empresas afectadas desarrollan actividades de suministro de los productos y de prestación de los servicios de referencia, en la que las condiciones de competencia son suficientemente homogéneas y que puede distinguirse de otras zonas geográficas próximas debido, en particular, a que las condiciones de competencia en ella prevalecientes son sensiblemente distintas a aquellas”*.

Con respecto al mercado delimitado en primer lugar, el de la oferta de energía generada al *pool* en régimen de libre competencia y la demanda que en el mismo régimen concurre, el Tribunal, teniendo en cuenta la definición anteriormente señalada y tras analizar los argumentos aportados por los notificantes, considera que no se ha producido hecho significativo alguno para modificar la delimitación del mercado geográfico relevante que en su día determinó en el informe C54/00, esto es, el territorio peninsular español. Esta delimitación es también la que ha realizado la CNE. Es importante destacar la importancia de esta delimitación, ya que cualquier análisis de cuotas de mercado debe referirse sólo a los activos peninsulares, puesto que cualquier actuación sobre los activos insulares no tendrá impacto alguno sobre las condiciones de competencia en el mercado peninsular.

Dos son, básicamente, los argumentos aportados por el notificante para ampliar el territorio afectado a toda la Península Ibérica: *“(1) el paulatino incremento de la relevancia de las importaciones de energía eléctrica para disciplinar el comportamiento de las entidades con activos de generación situados en España y (2) la capacidad de interconexión con Portugal es suficiente como para que los productores españoles pudieran llegar a suministrar a través de la frontera el 20% de la demanda de aquel país.”* Sobre la primera cuestión se hace una remisión al informe del Tribunal C54/00 donde se explica que la conexión comercial con Francia y Portugal representa tan sólo el 2,5% y el 1,7%, respectivamente, de la capacidad de generación del régimen ordinario, no pudiendo, por tanto, admitirse tales importaciones como relevantes, a efectos de delimitar el mercado geográfico. Por lo que respecta a la segunda cuestión, hay que hacer notar que no hay una relación equivalente entre la capacidad de exportar de los generadores españoles, medida en términos de porcentaje de la demanda total, y la capacidad de exportar de los generadores portugueses, puesto que éstos, dada la capacidad de interconexión nunca podrían satisfacer el 20% de la demanda del mercado español, cosa que sí pueden hacer los generadores españoles con respecto al mercado portugués. Esta cifra del 20% no hace sino inducir a confusión sobre la delimitación del mercado geográfico.

En el caso del mercado definido como el de restricciones técnicas, sus propias características le configuran como un mercado regional, y la amplitud del mismo vendrá delimitada por las zonas afectadas por la restricción. La CNE ha delimitado varias zonas: Andalucía, Levante y Centro, ya que, aunque en un momento dado pueden plantearse restricciones técnicas en otras zonas de España, es en estas tres zonas donde por su la mayor incidencia este problema adquiere un carácter estructural.

En el caso del mercado delimitado como el suministro de energía eléctrica a los consumidores finales cabría, en principio, una delimitación del mercado geográfico como nacional, dado que los comercializadores pueden ofertar energía eléctrica a cualquier cliente cualificado independientemente de su ubicación geográfica. Esto sería así si el mercado del suministro de energía eléctrica pudiera organizarse libremente entre los comercializadores y los clientes finales. Sin embargo, como ya se ha señalado anteriormente, las redes de distribución tienen un efecto indiscutible en la configuración del mercado de la comercialización al determinar la homogeneidad o heterogeneidad de las condiciones de oferta y demanda. El análisis de éste mercado hace que deba subrayarse que el comercializador juega un doble papel. Por un lado, es demandante de acceso a las redes de distribución y, por otro, es oferente de energía eléctrica a los consumidores finales. La red de distribución de una zona urbana tendrá, sin lugar a dudas, un número de clientes finales conectados a las mismas mucho mayor que la de una zona rural y, por lo tanto, habrá más comercializadores interesados en suministrar energía eléctrica a esas zonas que los que demandan el acceso a las redes de distribución española de una zona rural. Por otro lado, la titularidad de la red de distribución no pertenece a un único operador y, por lo tanto, la mayor o menor facilidad del acceso estará, en la práctica, condicionada por la política de cada distribuidor. En definitiva, el mercado geográfico de referencia en el caso del suministro a consumidores finales es de ámbito regional o incluso local, ya que zonas geográficas próximas pueden presentar características de oferta y demanda muy distintas y no cabe pues, considerarlas incluidas en un mismo mercado geográfico relevante.

## 6. ESTRUCTURA DE MERCADO

### 6.1. El consumo de energía eléctrica

El consumo facturado de energía eléctrica en el sistema peninsular ha sido, en 1999, de 140.026 Gwh<sup>9</sup>, descontados los suministros singulares, trasvase Tajo-Segura, empleados del sector eléctrico, consumos propios, concesiones administrativas y consumos gratuitos. Este consumo representó una facturación de 1.719.100 millones de pesetas. En términos de demanda total esta cifra se situó en 162.267 Gwh, medida como compras totales netas realizadas por las empresas comercializadoras y distribuidoras<sup>10</sup>. Esta demanda, medida en barras de central, supone cifras algo mayores como figura en el cuadro nº 4.

**Cuadro nº 4**  
**DEMANDA REAL EN BARRAS DE CENTRAL (1995-1998) Y**  
**ESTIMADA (1999-2001)**

<b>AÑO</b>	<b>Gwh</b>	<b>CRECIMIENTO</b>
1995	151.769	--
1996	156.549	3,1%
1997	162.383	3,7%
1998	172.961	6,5%
1999	183.945	6,3%
2000	192.789	4,8%
2001	199.829	3,6%
2005	233/225/218 (Twh)*	
2010	270/262/253 (Twh)*	

FUENTE: REE (2000), "Previsiones de la Demanda Eléctrica Peninsular en b.c. 2000-2010"

(\*) Para estos años se han estimado tres escenarios: superior, central e inferior. 1 Twh=10<sup>3</sup> Gwh

La estructura de consumo, en grandes agregados, se detalla a continuación. Hay un total de 20,35 millones de contratos de suministro de energía eléctrica (abonados) de los que 19,7 millones son residenciales (particulares y oficinas), esto es, un 96,8% del total. Estos consumen un 36,8% de la energía consumida en el sistema, lo que representa un 51% de la facturación total del sector. La energía consumida por el sector de las "pymes" es un 17,2% y su

<sup>9</sup> CNE (2000) "El consumo eléctrico en el mercado peninsular en 1999".

<sup>10</sup> CNE(2000) "Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de Endesa S.A. e Iberdrola S.A.

facturación supone el 21,5% del total. En el segmento de los grandes consumidores se sitúan el gran consumidor industrial (tarifa G-4) con un consumo del 5,6 % de la energía del sistema y una factura que representa el 1,6% del total facturado; el consumidor industrial con suministro interrumpible, cuyas cifras respectivas son del 10% y del 3,2%; el consumidor industrial con tarifa horaria de potencia (THP), con un 8% y un 3,5%, respectivamente, y el consumidor industrial con tarifa general en alta tensión, con un 8,6% y un 7,5% respectivamente. Estos son los consumos más representativos.

**Cuadro nº 5**  
**ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELÉCTRICO MAS RELEVANTE PENINSULAR**

	Nº de contratos	%	Consumo	% Facturación	
Particulares y oficinas	19.700.000	96%	36,8	51	
PYMES	492.315	--	17,2	21,5	
	Gran consumidor (G4)	5	--	5,6	1,6
INDUSTRIAL	Consumidor industrial	119	--	1,8	3,2
	THP	116	--	8	3,5
	TG	24.847	--	8,6	7,5

FUENTE: CNE (2000) "El consumo eléctrico en el mercado peninsular en 1999".

## 6.2. El mercado mayorista

### 6.2.1. Definición

El mercado mayorista es aquél en el que concurren los oferentes y los demandantes de energía eléctrica. Éste se organiza en varias fases que se denominan mercado diario, solución de restricciones técnicas, mercado intradiario, servicios complementarios y procedimiento de gestión de desvíos<sup>11</sup>. El mercado diario supone el 85.5 % del volumen económico siendo,

<sup>11</sup> \* El mercado diario es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los agentes externos registrados como vendedores. La parte demandante en el mercado diario son los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos registrados como compradores. El resultado garantiza que no se supera la capacidad máxima de interconexión con sistemas eléctricos externos considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las interconexiones internacionales.

\* Solución de las restricciones técnicas. Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si el resultado de la casación del mercado diario más las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos no respeta la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos, o los requisitos de seguridad, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica en el primer caso las

por lo tanto, el mercado principal, mientras que los demás mercados se consideran de ajuste. En éste mercado, el día anterior al de generación, cada agente generador debe haber realizado sus ofertas de venta en precio y cantidad para cada período horario y para cada unidad de generación. La agregación y ordenación según precios marginales crecientes de todas las ofertas configura la curva de oferta agregada del sistema. A su vez, los demandantes de energía eléctrica presentan sus ofertas de compra con expresión de un precio y de una cantidad de energía. De igual manera, la agregación de éstas demandas forma la curva de demanda agregada del sistema. Con esta información, el Operador del Mercado (OM) realiza la casación de la oferta y la demanda, de la cual se obtiene el precio en cada período horario, que será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción necesaria para atender total o parcialmente la demanda total. El Operador del Sistema (OS) analiza el resultado y si detecta alguna restricción técnica, la resolverá seleccionando la retirada del conjunto de ofertas casadas que resuelva las restricciones. Se obtiene así el denominado Programa Diario Viable, sobre el cual actúa el mercado intradiario, cuyo objeto es atender los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo.

## 6.2.2. Estructura

### 6.2.2.1. *Oferta*

La producción de energía eléctrica (generación) se realiza mediante centrales de diversos tipos de combustibles y que, en el caso de España, se agrupan en centrales hidroeléctricas, en las que cabe distinguir fluyente, regulada y bombeo; centrales térmicas convencionales, donde se agrupan las de carbón, tanto nacional como de importación, fuel y gas y las centrales térmicas nucleares. Otros medios de generación menos tradicionales son los que se

---

compras o ventas desde sistemas eléctricos externos que provoquen el exceso de intercambio en la interconexión, y en el segundo caso la asignación de energía de las unidades de producción.

\* El mercado intradiario es un mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y oferentes las unidades de producción, los distribuidores, comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos, que tengan la condición de agentes del mercado. En el caso de los compradores en el mercado diario, para poder acudir al mercado intradiario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico.

\* Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. Los servicios complementarios de banda de regulación son incorporados al programa diario viable por el operador del sistema con posterioridad al mercado diario. Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

Fuente: [www.omel.es](http://www.omel.es)

conocen como energías renovables (eólica, solar,..), biomasa, residuos, etc. Existe además una generación eléctrica mediante el sistema de cogeneración, esto es, se genera energía eléctrica aprovechando medios de producción que tienen por actividad principal la generación de productos distintos a la electricidad. Además, hay que señalar la existencia de los denominados Autoprodutores (generan la energía para su propio consumo y el excedente lo venden al sistema). Hasta la entrada en vigor del Real Decreto Ley 6/2000, todas estas formas de producción no convencionales se regulaban de forma específica, agrupadas bajo la categoría de generación eléctrica en Régimen Especial, frente a la denominación de generación eléctrica en Régimen Ordinario, siendo energías que no estaban obligadas a realizar ofertas en precio al mercado mayorista. En cuanto a las empresas con capacidad de generación, actualmente en el registro de Agentes de Mercado<sup>12</sup> que consta en el Operador del Mercado Eléctrico se encuentran registradas ELCOGAS, ENDESA GENERACIÓN, IBERDROLA GENERACIÓN, UNIÓN FENOSA GENERACIÓN e HIDROCANTÁBRICO GENERACIÓN.

La capacidad de generación que está disponible en el mercado relevante descrito anteriormente se detalla en el cuadro nº 6 donde, además, se describe la composición tecnológica de dicho parque de generación (el denominado *mix* tecnológico).

---

<sup>12</sup> Se considera agente del mercado a toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el mercado de producción de energía eléctrica, comprando o vendiendo electricidad. Para ejercer el derecho a comprar y vender energía en el mercado, los agentes deberán adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y otras normas de desarrollo, instrucciones y procedimientos de Transporte y Operación que les sean de aplicación. Son agentes del mercado:

- Los productores de energía eléctrica.
- Los autoprodutores y productores de energía eléctrica en régimen especial.
- Los agentes externos, que entregan o toman energía de otros sistemas exteriores.
- Los distribuidores de energía eléctrica.
- Los comercializadores.
- Los consumidores cualificados, siempre que ejerzan su derecho de adquirir electricidad en el mercado.

**Cuadro nº 6**

**COMPOSICIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN DEL MERCADO RELEVANTE (1999)  
CUOTA DE MERCADO DE CADA EMPRESA EN CADA TECNOLOGÍA**

	Hidráulica Bombeo	Hidráulica	Térmica carbón	Térmica fuel-gas	Nuclear	Total MW	Total %
ENDESA	35,54%	36,54%	57,75%	40,34%	46,40%	19.379	42,44%
IBERDROLA	57,63%	47,51%	10,60%	41,20%	41,84%	16.035	35,12%
UEF	4,17%	12,73%	17,87%	10,03%	9,61%	5.262	11,52%
HC	2,67%	2,38%	13,79%	0,00%	2,14%	2.161	4,73%
ELCOGAS	0,00%	0,00%	0,00%	4,29%	0,00%	335	0,73%
INTERCAMBIO FRANCIA						1.100	2,41%
INTERCAMBIO PORTUGAL						970	2,12%
RÉGIMEN ESPECIAL		0.85		4.14%		421	0,92%
<b>TOTAL (MW)</b>	<b>4.991</b>	<b>11.559</b>	<b>11.512</b>	<b>7.810</b>	<b>7.721</b>	<b>45.663*</b>	<b>100%</b>
<b>MIX</b>	<b>(10,9%)</b>	<b>(25,3%)</b>	<b>(25,2%)</b>	<b>(17,1%)</b>	<b>(16,9%)</b>		
<b>NACIONAL</b>							

\* En Régimen Especial hay instalados un total de 7.118 MW, con lo que la capacidad total del sistema peninsular superaría los 50 GW, según la CNE.  
FUENTE: CNE.

Cada una de las distintas tecnologías de producción presenta especificidades propias que le confieren un valor diferenciado de las demás. Una primera distinción cabe establecerla entre lo que el sector denomina centrales de base y centrales modulables. Se denominan centrales de base a aquellas centrales que por distintos motivos, técnicos o económicos, han de funcionar de manera ininterrumpida. En este grupo se encuentran las centrales nucleares, cuyos costes de puesta en funcionamiento son muy altos con relación a sus costes variables, fundamentalmente costes de combustible, y una vez que entran en funcionamiento lo razonable es mantenerlas así hasta el momento de recargar su combustible nuclear. También en este grupo se encuentran las centrales hidráulicas fluyentes que, como su nombre indica, se trata de agua no embalsada y que por lo tanto funcionarán siempre que exista caudal para ello. El resto de centrales de generación entran en la clasificación de modulables, esto es, son centrales que técnicamente pueden ser paradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales. La diferencia entre unas y otras se centra fundamentalmente en sus distintos costes marginales. El ser centrales técnicamente modulables es lo que ha hecho que en la literatura económica del sector eléctrico se les denomine “centrales retirables”, ya que su propietario puede “retirarlas” del sistema según su estrategia de producción. Además, el hecho de que presenten diferentes costes marginales es lo que ha

configurado el término “centrales económicamente retirables”, que serían aquellas que con su retirada del sistema, en un momento dado del día, le otorgan a su titular un beneficio mayor que el que obtendría si estas centrales estuviesen en funcionamiento. Esto sucede cuando al retirar una central del sistema se consigue que se incorpore otra fijará un precio en el mercado mayorista superior al que habría determinado la central retirada. Como toda la energía del sistema se retribuye a ese precio, si el titular tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido un mayor precio para toda la energía generada en el sistema.

Especialmente relevantes dentro de la generación hidráulica son las centrales de bombeo que, además, no dependen de la hidráulidad y pueden influir en la demanda. En concreto, la virtud de las centrales de bombeo es que permiten bombear el agua a precios bajos en períodos de demanda valle, incrementando en los mismos la demanda, y verterla en períodos de demanda punta. Como ha señalado la CNE en su informe, *“...los activos de bombeo...dada su importancia para la seguridad del sistema y su carácter estratégico como activo de producción que, al mismo tiempo, puede modificar la curva de demanda a la que se enfrentan los productores. Esta última capacidad estratégica, ya de por sí muy importante en el proceso de fijación de precios, se acrecienta en los procesos de operación del sistema, ya que esta instalación puede llegar a provocar aumentos de demanda (cuando la instalación bombea) que provoquen restricciones en la operación, y que sean solucionados por la propia instalación que oferta dejar de bombear y pasar a producir. En este sentido, ninguna empresa debería disponer de una concentración excesiva de potencia instalada en bombeo...”*.

#### 6.2.2.2. *Demanda: Distribuidores y Comercializadores*

Los agentes que concurren al mercado mayorista por el lado de la demanda son: distribuidores, clientes cualificados, comercializadores y agentes externos. En la actualidad y según los datos del cuadro nº 11, la demanda de los distribuidores representa el 81,3% del total y la de los comercializadores integrados en grupos con empresas de generación el 17,3%. De toda la demanda sólo el 1,4% está realizada por los agentes independientes, es decir, por empresas no integradas en ninguno de los cuatro grupos eléctricos que tienen capacidad de generación.

La demanda de energía eléctrica ha sido considerada tradicionalmente como muy inelástica. Actualmente se considera que ésta puede estar siendo menos inelástica, especialmente si se refiere a la demanda de las distribuidoras.

### 6.2.3. Funcionamiento

El funcionamiento de este mercado mayorista ha sido estudiado, modelizado y simulado por diversos autores. Los resultados dependen de varias variables como las posiciones relativas de cada agente, la capacidad de generación con respecto a la demanda del sistema, la demanda total del sistema y las asimetrías de los agentes, entre otras. En definitiva, el resultado final dependerá de la existencia de empresas con poder de mercado, de las estrategias seguidas por cada uno y de las tecnologías de producción de cada operador. La medición del poder de mercado ha sido objeto de un intenso debate, ya que los indicadores clásicos de concentración como son las cuotas de mercado o el Índice Herfindahl-Hirschman, pueden no ser tan representativos en este caso<sup>13</sup> ya que el producto no resulta almacenable y la estrategia competitiva se produce más vía precios que vía cantidades.

Para el caso del sector eléctrico español existen diversas simulaciones del funcionamiento del mercado mayorista basadas en modelos diferentes.

#### 6.2.3.1. *Ejercicio de poder de mercado: Modelo oligopolístico de Cournot.*

El aplicado<sup>14</sup> se basa en el modelo de competencia oligopolística de Cournot, aplicado anteriormente por Borestein y Bushell (1997) al *pool* de electricidad de California,<sup>15</sup> y cuyo objeto es medir el poder de mercado en el sector eléctrico español, mediante una estimación directa de los márgenes precio-coste marginal, y comparando los precios con los que resultarían de un modelo en competencia perfecta. Se simula el modelo para dos situaciones diferentes de demanda: períodos de demanda alta (las semanas más frías del año, noviembre a marzo) y períodos de demanda baja (los meses de primavera y verano), y en cada uno de ellos se distingue entre demanda en “punta”, en “valle” o en “llano”. Los resultados de las simulaciones muestran el ejercicio de poder de mercado en el mercado mayorista para todos los períodos, incluido el período de menor demanda o período valle. Esta conclusión podría explicarse por el reducido número de empresas que compiten en el mercado (tres, ya que se considera que HIDROCANTÁBRICO

---

<sup>13</sup> Algunos aspectos que no tienen en cuenta estas medidas clásicas se detallan en Borestein, S. (1999) “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures.

[www.ucei.berkeley.edu/ucei](http://www.ucei.berkeley.edu/ucei)

<sup>14</sup> Ocaña, C. y Romero, A. (1998) “Una simulación del funcionamiento del *pool* de energía eléctrica en España” CNE. [www.cne.es](http://www.cne.es)

<sup>15</sup> Borestein, S. Y Bushnell, J. (1997) “An empirical Analysis of the Potential for Market Power in California’s Electricity Industry”. Version 1998 en [www.ucei.berkeley.edu/ucei](http://www.ucei.berkeley.edu/ucei)

es precio-aceptante) y por la asimetría de sus tamaños<sup>16</sup>. Este estudio pone de manifiesto también que las estrategias de producción de las empresas no son independientes de la composición de su parque de generación y, en especial, la tecnología que condiciona las diferentes estrategias es la generación hidráulica<sup>17</sup>. Las centrales hidráulicas tienen un coste variable cero y, por lo tanto, desde el punto de vista de eficiencia del sistema lo óptimo sería maximizar la producción de energía eléctrica con este tipo de generación en las puntas, para recortarlas (evitar el uso de tecnologías más ineficientes y caras) y minimizar así los costes del sistema. Por el contrario, cuando cada empresa intenta maximizar sus beneficios, los resultados de la simulación indican que las empresas encuentran ventajoso desplazar la generación hidráulica de los períodos de menor demanda a los de mayor demanda, y que, incluso, puede resultar beneficioso colocar hidráulica en valle. Resultará beneficioso no colocar toda la dotación de agua en la punta de mayor demanda, para no deprimir los precios, cuando se es una empresa con la mayor potencia hidráulica instalada. Este exceso de agua maximiza beneficios al colocarse en valle. El estudio concluye que *“cuanto menor es la cantidad de agua que posee una empresa mayores son los incentivos a colocarla en los períodos de mayor demanda, para extraer el mayor margen sobre este tipo de generación”*.

Otro resultado a destacar de este estudio es su conclusión sobre la utilidad del IHH, sobre el cual se observa que si bien éste infravalora la cuantía en que los competidores pueden subir el precio por encima del competitivo, su grado de correlación con el margen-precio coste marginal es razonable<sup>18</sup>.

#### 6.2.3.2. Modelo de subastas: Estrategias de los agentes

Recientemente, se ha aplicado un modelo de subastas de competencia oligopolística en el mercado mayorista español.<sup>19</sup> Los resultados de este modelo dependen fundamentalmente de la estructura del mercado (las capacidades de cada uno de los generadores) y la demanda del sistema. Se recurre aquí al concepto de demanda residual positiva. Una empresa se enfrenta a una demanda residual positiva cuando la demanda total del mercado menos la oferta de todos sus competidores resulta positiva, es decir,

---

<sup>16</sup> El trabajo simula los precios del “pool” en el escenario previo a la fusión ENDESA, CSE y FECSA, concluyendo que tras esta operación ha aumentado el ejercicio de poder de mercado.

<sup>17</sup> Un hecho diferencial entre el agua y el resto de las tecnologías es que ésta constituye la única forma de almacenar energía eléctrica.

<sup>18</sup> El índice de Lerner, margen del precio-coste marginal sobre el precio, es proporcional, bajo ciertos comportamientos de las empresas al IHH, Segura, J.(1993)Teoría de la Economía Industrial. Ed. Civitas.

<sup>19</sup> Marín, P y García-Díaz,A. (2000) “Strategic bidding in electricity pools with short-lived bids: an application to the Spanish market”. [www.cepr.org](http://www.cepr.org). Discussion paper nº 2567

su producción o parte de ella resulta imprescindible para cubrir la demanda del mercado. Si no existe ninguna empresa con demanda residual positiva un resultado estándar de equilibrio sería el que se obtiene en el modelo de oligopolio de competencia en precios o competencia de Bertrand. Existe un solo equilibrio en el que todos los oferentes realizan sus ofertas a un precio menor o igual que aquel que se corresponde con el coste marginal de la más eficiente.

Cuanto menor sea la capacidad excedentaria del sistema y mayor sea el tamaño de las empresas mayor será la probabilidad de que existan empresas con demandas residuales positivas (denominadas en ocasiones como empresas "pivote"). Cuando existe una única empresa con demanda residual positiva ofertará una cantidad tal que haga que se igualen su coste marginal y su ingreso marginal, mientras que las demás empresas se comportarán como precio-aceptantes. En esta situación, según el modelo de Fehr y Harbord (1993) hay un resultado de "equilibrio en estrategias puras único", en el cual la empresa con demanda residual positiva ofrece la capacidad total a un precio que maximiza sus beneficios y todas las demás empresas ofertarán precios inferiores y tales que desincentiven a la empresa con demanda residual positiva a ofertar un precio menor. El resultado es que las empresas pequeñas colocan toda su producción al mayor precio posible y la empresa con demanda residual positiva colocará una oferta en precio y cantidad que iguala sus ingresos marginales a sus costes marginales.

En el caso de que existan dos empresas con demanda residual positiva nos encontraremos ante una situación de duopolio. En esta situación cada empresa preferirá ofertar toda su capacidad a un precio bajo y que sea su competidor el que fije el precio que cubre la demanda residual con un precio alto, y su competidor preferirá lo mismo, por lo que se genera un "problema de coordinación de estrategias", problema cuya solución no es única. La teoría económica concluye la existencia de diferentes posibles soluciones: (1) que las empresas se coordinen en sus "equilibrios de estrategias puros", esto es, se coordinen para ofertar un precio y unas cantidades que maximicen el beneficio conjunto y (2) que se produzca un "equilibrio de estrategias mixtas", en el que las empresas se comportan de manera aleatoria en un intervalo de precios de oferta siendo el precio de equilibrio inferior al que maximiza el beneficio conjunto. En ausencia de coordinación no es posible predecir que tipo de equilibrio se alcanzará.

Se ha tratado de analizar, siguiendo los modelos anteriormente mencionados, el mercado eléctrico español. Dibujan un primer escenario en el que se supone la existencia de una única empresa dominante, con la mitad de la capacidad de generación, y el resto de la generación repartida entre varias pequeñas empresas. Se obtendrá un resultado de equilibrio que se

corresponde con el modelo líder-seguidor: la empresa dominante fijará el precio y el resto de las empresas colocarán toda su producción y percibirán el precio mayor posible, que es el que ha fijado el líder. La empresa dominante no vende toda su capacidad, pero sí las empresas dominadas que, por lo tanto, no pueden aumentar su beneficio ya que venden toda su capacidad al precio máximo posible. La empresa dominante tampoco puede aumentar sus beneficios, dado que ha ofertado un precio que, dada la demanda residual, los maximiza.

En el segundo escenario se simula el resultado de equilibrio cuando hay dos empresas con demanda residual positiva. Como ya se ha visto antes, existe un conflicto de intereses que deberán resolver. Si se coordinan se obtendrá un equilibrio en el mercado con un precio igual al que se obtendría en el escenario primero. Las empresas maximizan su beneficio conjunto, pero incurrirían en una práctica anticompetencia. Si no se coordinan se obtendrá alguno de los equilibrios de estrategias mixtas y, en cualquier caso, el precio de equilibrio será inferior al que se obtiene en el modelo de líder-seguidor.

#### 6.2.3.3. Conclusiones

En resumen, la primera variable que determina el comportamiento de las empresas en el mercado es su capacidad de generación medida en términos relativos con respecto a sus competidores y con respecto a la demanda, esto es, la cuota de generación. A mayores niveles de capacidad de generación y a mayor distancia del inmediato competidor, mayores posibilidades de actuar como empresa líder y, por lo tanto, mayores posibilidades de que el resultado de equilibrio se aproxime al resultado de equilibrio de monopolio. Cuanto menor es la capacidad de la empresa dominante y mayor es el número y la capacidad de los inmediatos competidores, mayores posibilidades de obtener un equilibrio cercano al equilibrio competitivo.

La segunda variable de interés a la hora de analizar el comportamiento de los operadores de generación en el mercado es la variable tecnológica que, en este mercado, viene medida por la composición del parque tecnológico o "mix" de generación. Como ya se ha señalado anteriormente cada una de las tecnologías de producción presenta unas características específicas y, de todas ellas, la tecnología más flexible y económica es la de generación hidráulica. En el caso de una estructura de mercado con varios operadores de similares capacidades, aquel que tenga la mayor ventaja tecnológica, en este caso fundamentalmente el agua, menores precios de oferta podrá fijar. Esto, en principio, puede conllevar un precio de equilibrio más cercano al precio competitivo, sin embargo, a igualdad de cuotas de generación, le otorga al titular de las tecnologías más eficientes un poder de mercado sobre sus competidores que puede utilizar para expulsarlos del mercado. Supongamos

el caso extremo de dos competidores con la misma capacidad de generación pero con estructuras que comportan unos costes marginales diferentes. El operador con los menores costes marginales y con demanda residual positiva podrá, en cada momento, ofertar un precio que siendo superior a su coste marginal sea también inferior al coste marginal de su competidor. Si la demanda y la capacidad del competidor es tal que hace que éste tenga también una demanda residual positiva, entonces éste ofertará a un precio mayor o igual a su coste marginal y como su oferta es necesaria para cubrir la demanda, el precio final de equilibrio será el ofertado por éste. Por el contrario, si este competidor con mayores costes marginales no se enfrenta a una demanda residual positiva entonces tendrá que ofertar a un precio inferior al de su competidor en el mercado, para poder colocar su producción y, por lo tanto, será un precio-aceptante y su competidor, al tener tecnologías más eficientes, podrá fijar un precio inferior a los costes marginales del seguidor, expulsándolo del mercado.

La composición actual del parque de generación de cada empresa de acuerdo con los datos de la CNE es la que refleja el cuadro nº 7. ENDESA mantiene un 30% de su capacidad de generación en capacidad hidráulica frente al 52% de IBERDROLA; en el caso de térmicas convencionales IBERDROLA sólo tiene un 27,7% de su capacidad y, de ello, la mayor parte es generación con fuel, una tecnología obsoleta y poco eficiente que se emplea para cubrir las puntas de demanda.

**Cuadro nº 7**  
**COMPOSICIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN DE CADA EMPRESA EN EL MERCADO RELEVANTE (1999). (MIX TECNOLÓGICO NACIONAL Y POR EMPRESAS) (1999)**

EMPRESA	Hidráulica Bombeo	Hidráulica	Térmica carbón	Térmica fuel-gas	Nuclear	Total MW
ENDESA	9,15%	21,79%	34,31%	6,26%	18,49%	19.379
IBERDROLA	17,94%	34,24%	7,61%	20,07%	20,15%	16.035
UEF	3,95%	27,96%	39,09%	14,89%	14,11%	5.262
HC	6,15%	12,74%	73,46%	0,00%	7,64%	2.161
ELCOGAS	0,00%	0,00%	0,00%	100%	0,00%	335
INTERCAMBIO FRANCIA						1.100
INTERCAMBIO PORTUGAL						970
RÉGIMEN ESPECIAL		23,28%		76,72%		421
TOTAL NACIONAL	10,9%	25,3%	25,2%	17,1%	16,9%	

FUENTE: CNE

Hay que destacar que los modelos de funcionamiento descritos anteriormente y que han sido aplicados al mercado mayorista español no contemplan la integración vertical que existe en este sector y que condiciona las estrategias de ofertas en el mercado mayorista. Un grupo empresarial que tenga una cuota de distribución y comercialización superior a su cuota en generación, esto es, que sea un comprador neto de energía eléctrica en el mercado eléctrico presentará incentivos contrarios a los de un grupo empresarial que sea un vendedor neto de energía. Si se es vendedor neto de energía el interés residirá en obtener el mayor precio posible del *pool* ya que con ello trasladará a la generación parte de los márgenes de la distribución y comercialización, aumentando sus ingresos y reduciendo los de aquellos agentes con posición de compradores netos. Los cuadros números 8 y 11 revelan que las empresas vendedoras netas de energía son ENDESA e HIDROCANTÁBRICO, medido en términos de unidades físicas.

#### 6.2.3.4. *Resultados del mercado mayorista*

Los modelos de funcionamiento del mercado mayorista anteriormente descritos simulan el ejercicio de poder de mercado, pero es el modelo de subastas el que ofrece un mecanismo sencillo para identificar, en base a las capacidades de generación de cada agente, a la demanda y al *mix* tecnológico qué empresas, a priori puedan tener poder de mercado. El Tribunal ha solicitado a OMEL una serie de datos sobre las disponibilidades de capacidad de cada empresa y la demanda del sistema por cada uno de los periodos horarios en los que habitualmente trabaja el sector. La desagregación aportada por OMEL resulta ser confidencial, pero no así las conclusiones que se pueden extraer de cara al análisis que interesa en este informe. Los resultados indican que las únicas empresas que en determinados momentos se enfrentan a demandas residuales positivas son ENDESA e IBERDROLA y que esto sucede no sólo en los periodos de mayor demanda, como es razonable suponer, sino que también sucede en un número muy importante de horas de demanda baja. Es decir, ENDESA e IBERDROLA obtienen cada una poder de mercado en un número de horas comprendido entre el 40% y el 50% del total de horas de funcionamiento del sistema. En un número muy elevado de horas coinciden ambas empresas con demandas residuales positivas, esto es, con poder de mercado. De los resultados destaca también el hecho de que siendo la capacidad de generación de IBERDROLA inferior en más de 3.000 MW a la de ENDESA, sea mayor el número de horas en las que IBERDROLA tiene demanda residual positiva. Este resultado se debe a que ENDESA declara no disponible mayor potencia que IBERDROLA, es decir, retira más centrales del sistema. Sus estrategias

son diferentes, lo que puede explicarse por su “muy distinta composición del parque tecnológico”.

Con el parque de generación anteriormente descrito y según las distintas estrategias marcadas por cada uno, la energía efectivamente generada por cada empresa es la que se muestra en el Cuadro nº 8.

#### **Cuadro nº 8**

#### **VENTAS EN EL MERCADO DIARIO, SIN INCLUIR GARANTÍA NI POTENCIA.**

<b>Ventas de energía en el mercado diario</b>			<b>Ingresos por ventas en el mercado diario</b>		
<b>Agente generador</b>	<b>GWh</b>	<b>Cuota (%)</b>	<b>MPTA</b>	<b>Cuota (%)</b>	<b>Capacidad</b>
G. ENDESA	77.727	47,8%	345.581	47,7%	42,4%
IBERDROLA	44.077	27,1%	196.419	27,1%	35,1%
UEF	20.918	12,9%	93.294	12,9%	11,5%
HC	10.745	6,6%	47.582	6,6%	4,7%
ELCOGAS	1.152	0,7%	4.932	0,7%	--
Intercambios Internacionales	8.144	4,9%	35.873	5%	--

FUENTE: *Datos OMEL (Informe CNE)*

A la vista de estos datos se constata la importancia del parque generador y de la cuota en generación de cada empresa. Así HIDROCANTÁBRICO con sólo un 4,7% de capacidad de generación tiene unas ventas al mercado mayorista del 6,6%, lo cual se explica por el hecho de que, al ser precio-aceptante su estrategia consiste en intentar colocar toda su capacidad de generación al igual que UNION FENOSA. De los resultados finales se observa que la generación, hidráulica sirve también para maximizar la declaración de potencia disponible, con lo que se convierte en empresa “pivote”, aunque luego no genere energía con dicha potencia.

### **6.3. Transporte**

La legislación de este sector define la red de transporte como aquella constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 KV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos españoles insulares y extrapeninsulares.

En su exposición de motivos, la Ley del Sector Eléctrico, considera a esta actividad como monopolio natural, aunque las instalaciones necesarias para su desarrollo no están sujetas a concesiones de ningún tipo, esto es, sólo se

requiere una autorización administrativa. No obstante, y dado el carácter estratégico de estas instalaciones y su posible uso como barrera de entrada de operadores activos en generación, distribución o comercialización, la Ley encomienda a un Operador del Sistema, actualmente, REE, su gestión técnica, así como la responsabilidad de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.

La titularidad de REE está regulada en el artículo 34 de la Ley, donde se fija un máximo del 10 % a la participación de cualquier accionista. Adicionalmente, la participación en REE del total de empresas eléctricas no podrá superar el 40% y no se podrá sindicarse esta participación a ningún efecto.

Sin embargo, no toda la red de transporte es propiedad de REE, tal y como se describe en el Cuadro nº 9.

**Cuadro nº 9**  
**ACTIVOS DE LA RED DE TRANSPORTE**

EMPRESA	Líneas 400kV		Líneas 220kV		Transf. 400/xxkv	
	(km)	% (km)	(km)	% (km)	(MVA)	% (MVA)
RED ELECTRICA	14.278	96,93%	4.279	26,32%	16.987	40,36%
IBERDROLA	246	1,67%	74.954	30,48%	16.575	39,38%
UNION FENOSA	31	0,21%	1.242	7,64%	2.675	6,36%
HIDROCANTABRICO	38	0,26%	137	0,84%	800	1,90%
GRUPO ENDESA	137	0,93%	5.643	34,72%	5.049	12,00%
<b>TOTAL</b>	<b>14.730</b>	<b>100.00%</b>	<b>16.255</b>	<b>100.00%</b>	<b>42.086</b>	<b>100.00%</b>
<b>ENDESA+IBERDROLA</b>	<b>383</b>	<b>2.60%</b>	<b>10.597</b>	<b>65.19%</b>	<b>21.624</b>	<b>51.38%</b>

FUENTE: REE (Informe CNE)

El posible uso de la red como barrera de entrada ha motivado la regulación del denominado Acceso de Terceros a la Red (ATR), en el artículo 38 de la Ley.

Cualitativamente, esta distribución de la red, que es titularidad de las empresas que se fusionan, se encuentra ubicada por toda la Península, aunque es de destacar el carácter estratégico de la misma en Andalucía, dado que en esta zona existen numerosos tramos donde no hay alternativa de REE, y es una zona donde se concentran mayoritariamente las restricciones técnicas.

## 6.4. Distribución

Al igual que la actividad de transporte, la distribución es una actividad considerada en la exposición de motivos como un monopolio natural y, por lo tanto, también se regula el acceso de terceros a la red. Los distribuidores son los encargados de suministrar la energía eléctrica a todos aquellos consumidores que están sujetos a las tarifas fijadas por la Administración. En esta actividad los cuatro operadores activos en generación, están presentes en distribución y, en zonas como Cataluña y Levante, existen numerosos pequeños distribuidores cuyo ámbito de distribución es exclusivamente municipal. Estos pequeños distribuidores son, a su vez, suministrados por alguno de los cuatro grandes distribuidores, estando regulada su tarifa por la Administración.

En la actividad de distribución no cabe competencia una vez que un distribuidor conecta físicamente a un consumidor con su red, ahora bien, si cabe esta competencia entre distribuidores por la captura de clientes, como lo demuestran los expedientes sancionadores que este Tribunal ha resuelto<sup>20</sup>. Así, en zonas de expansión tales como nuevos polígonos industriales, nuevas zonas urbanizadas, nuevos centros comerciales, etc. podrían competir distintos distribuidores para tender las redes necesarias. El interés de un distribuidor por tender nuevas redes está, no tanto en captar ingresos por distribuidor como en ingresos por suministro a clientes a tarifa y, además, asegurarse un acceso sin dificultades a los posibles clientes cualificados, dado que la experiencia reciente en cuanto al acceso a las redes de distribución indica que ésta no está siendo todo lo ágil que debiera para garantizar el correcto funcionamiento de la actividad de comercialización.

La estructura actual de esta actividad se detalla en los siguientes cuadros. En el cuadro nº10 se calculan las cuotas de los distintos operadores por el concepto de retribución, esto es, en valor. En el siguiente cuadro nº 11, estas cuotas están calculadas en términos de energía distribuida, esto es, en cantidades.

---

<sup>20</sup> Expediente 427/98 Electra Caldense, Resolución de 19.2.1999 y Expediente 431/98 Eléctrica Curós, Resolución de 5.5.1999.

**Cuadro nº 10**  
**CUOTAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS EN**  
**DISTRIBUCIÓN.**  
**En valor**

<b>EMPRESA</b>	<b>% RETRIBUCIÓN</b>
IBERDROLA	38,77
UNIÓN FENOSA	17,26
HIDROCANTÁBRICO	3,31
GRUPO ENDESA	40,65
CSE	17,56
FECSA	8,08
ENHER+HECSA	7,54
VIESGO	3,12
ERZ	4,35

FUENTE: *MINER*

La cartera de clientes de los distintos distribuidores puede ser cualitativamente muy diferente condicionada, principalmente, por su presencia en zonas industriales frente a residenciales o en zonas rurales frente a urbanas, por lo que su cuota de mercado podría diferir sensiblemente según la variable medida, tal y como ocurre con HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO (4,8% en cantidad y 3,3% en valor) y con UNIÓN FENOSA (13,9% en cantidad y 17,2% en valor).

**Cuadro nº 11****CUOTAS EN DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

<b>Empresa Eléctrica</b>	<b>Porcentaje (%)</b>	<b>END</b>	<b>IBL</b>	<b>UEF</b>	<b>HC</b>
G. Endesa Distribución (clientes a tarifa)	31,6%	39,3%			
Endesa Comercialización	7,7%				
Iberdrola Distribución (clientes a tarifa)	33,4%		40,6%		
Iberdrola Comercialización	7,2%				
UEF Distribución (clientes a tarifa)	12,1%			13,9%	
UEF Comercialización	1,8%				
HC Distribución (c. Tarifa)	4,2%				4,8%
HC Comercialización	0,6%				
Agentes externos e intercambios (1)	1,4%				
	<b>Energía (GWh)</b>	<b>END</b>	<b>IBL</b>	<b>UEF</b>	<b>HC</b>
G. Endesa Distribución (clientes a tarifa)	51.209	63.633			
Endesa Comercialización	12.424				
Iberdrola Distribución (clientes a tarifa)	54.183		65.878		
Iberdrola Comercialización	11.695				
UEF Distribución (clientes a tarifa)	19.579			22.527	
UEF Comercialización	2.948				
HC Distribución (c. Tarifa)	6.746				7.745
HC Comercialización	999				
Agentes externos e intercambios (1)	2.484				
<b>TOTAL</b>	<b>162.267</b>				

(1) Incluye las compras de comercializadoras para la exportación.

(2) FUENTE: Datos OMEL (Informe CNE)

Además hay que tener en cuenta que la presencia de un distribuidor en una zona dificulta la entrada de uno nuevo, ya que éste último requerirá, con mucha frecuencia, el permiso del distribuidor ya instalado para conectarse a sus redes. Lógicamente el ya instalado tendrá incentivos a demorar la presencia de un nuevo distribuidor en “su” zona, cuando no a evitarla. Estas características en la distribución contribuyen a perpetuar los monopolios zonales que crean las redes de distribución.

## **6.5. Comercialización**

Esta actividad fue liberalizada con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico con el objetivo de generar un mercado competitivo en el suministro a clientes finales. Los resultados se pueden analizar en el cuadro anterior. Después de tres años, tan sólo el 1,4% de energía eléctrica se comercializa a través de algún agente nuevo en el sector. Recientemente, se ha acelerado el calendario de elegibilidad, esto es, el número de consumidores que pueden elegir libremente ser suministrados por su distribuidor tradicional a tarifa o por un agente comercializador. El hecho de que los comercializadores sean agentes sin activos de generación, ni activos de transporte, ni activos de distribución y sin información alguna sobre las características de consumo de sus potenciales clientes hace que tengan tan sólo, tres años después de la liberalización, una presencia testimonial en este sector de la actividad española.

## **6.6. Consideración final**

A pesar de que la estructura del mercado se ha analizado siguiendo la delimitación clásica del sector, esto es, diferenciando entre las actividades de generación, transporte, distribución, el Tribunal considera que la elevada concentración horizontal junto con la integración vertical de hecho, que se mantiene a pesar de los intentos regulatorios como el ATR o la creación de REE, permitirían que este sector fuese analizado en su conjunto de forma global, como el suministro de energía eléctrica.

En otros mercados tiene sentido distinguir entre los diferentes escalones por los que el producto se va acercando al consumo porque en cada escalón el producto va cambiando de manos y se van produciendo distintos efectos de concentración y dispersión del producto.

Esta distinción por escalones no tiene sentido cuando en todas las fases de aproximación al consumo los pocos oferentes coinciden con los pocos demandantes. En este caso, lo relevante sería el mercado en el que cuatro generadores producen, transportan, distribuyen y comercializan el producto a veinte millones de consumidores finales.

## 7. BARRERAS DE ENTRADA

En apartados anteriores, el Tribunal ha analizado la estructura de los mercados relevantes y, de acuerdo con diversos estudios, se han extraído algunas conclusiones sobre el comportamiento, incentivos e interdependencias de las empresas en ellos participantes, con el objeto de poder determinar, como punto de partida para el análisis de la operación de concentración, las fuerzas competitivas existentes en los mercados considerados.

Como ya ha tenido ocasión de señalar este Tribunal, la función de los órganos de defensa de la competencia en materia de concentraciones económicas consiste en prevenir aquellos cambios estructurales que confieran o refuercen una posición de dominio de la que pueda abusarse. Sin embargo, no se creará o reforzará una posición de dominio, o se facilitará su ejercicio, si la entrada en el mercado considerado resulta tan fácil que los agentes participantes en el mismo, de forma colectiva o unilateral, no pueden beneficiarse del mantenimiento de precios altos<sup>21</sup>. Para ello, se valorará en qué medida la entrada puede tener lugar en un período corto de tiempo, y si es probable y suficiente, es decir, si el mercado es contestable, ya que, sólo en ese caso, la reducción de competencia provocada por una concentración podría ser restablecida por el propio funcionamiento del mercado.

Con ocasión del expediente C54/00 este Tribunal realizó un análisis exhaustivo y detallado de las fuertes barreras de entrada existentes en los distintos mercados del sector eléctrico español, concluyéndose en aquel informe que el grado de contestabilidad en los mercados que se han definido como relevantes es muy reducido. El Tribunal considera que esta apreciación sigue siendo válida, lo mismo que las consideraciones que se hicieron entonces. No obstante, dado que, con ocasión de esta operación de concentración, los notificantes han tratado de matizar algunos de los argumentos del Tribunal, alegando para ello que se han producido determinadas modificaciones legislativas desde entonces y se ha tenido conocimiento de nuevos elementos para el análisis. El Tribunal, dando por reproducidas las consideraciones que se realizaron en aquel informe, añade a las mismas los comentarios que se recogen a continuación.

---

<sup>21</sup> Horizontal Merger Guidelines del Departamento de Justicia americano y de la Federal Trade Comisión.

## 7.1. Riesgo regulatorio.

El Tribunal ya ha señalado en anteriores ocasiones las incertidumbres introducidas por el riesgo regulatorio proveniente tanto de las carencias como de la impredecibilidad de los cambios normativos, aspecto este último reiterado por la CNE en su informe sobre la presente operación junto a otro elemento; la falta de explicación de las metodologías utilizadas por el legislador, por ejemplo, para determinar los precios o cantidades de garantía.

Asimismo, la CNE llama la atención, en esta ocasión, sobre la importancia de que la Administración sea ágil en la detección y posterior corrección de determinada normativa que envía señales inadecuadas que inducen a comportamientos ineficientes como, por ejemplo, ocurre en la gestión de las restricciones técnicas.

Recientemente se han paliado las carencias regulatorias en determinados aspectos con la aprobación del Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de energía eléctrica.

Si bien este reglamento contribuye a reducir por esta vía el riesgo regulatorio, ello no implica su resolución definitiva. De nuevo, con ocasión de este expediente, el Tribunal ha constatado que, aún moviéndose el sector en un marco normativo de liberalización, las lagunas, debilidades y vaguedades normativas de determinados aspectos (las medidas y los procedimientos de autorización, la regulación de las restricciones técnicas, las demoras en el acceso a terceros a las redes o la falta de transparencia en la información sobre los clientes), no hacen sino favorecer a las grandes empresas del sector.

Asimismo, se ha argumentado que la propia regulación de los CTCs introduce una gran incertidumbre en el proceso de determinación de los precios del *pool*, en perjuicio de posibles decisiones de inversión en generación, al hacer que las variaciones en los precios no responden a variaciones de costes, ofreciendo, por lo tanto, señales equivocadas al mercado.

## 7.2. Aislamiento exterior.

El Tribunal ya constató con ocasión del expediente sobre la C54/00 la problemática asociada a la escasa capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con otros sistemas,<sup>22</sup> en particular, el freno que ello supone a la participación de los intercambios internacionales en el ámbito de la producción no superando el 6% de la demanda en períodos de demanda punta del sistema.

Los Notificantes han alegado que la valoración sobre las escasas interconexiones físicas debe matizarse teniendo en cuenta las actividades de *trading* de electricidad, sin que medien intercambios físicos, la fuerte voluntad política de incrementar la capacidad actual de las interconexiones, los contratos de *swap*, y el desarrollo de los mercados de electricidad a plazo en España y en toda Europa.

Sin embargo, en el curso de este expediente, en contra de las valoraciones de los Notificantes, prácticamente todos los agentes que operan en el sector, así como los consumidores industriales y REE, han coincidido en señalar las escasas conexiones que existen como el factor principal que limita las importaciones de electricidad en el mercado eléctrico español, problema que se viene a agudizar en el escenario de una mayor utilización de la capacidad de generación debido al incremento de la demanda. Para algunos (AEGE o ACIE) ésta es la principal barrera de entrada y freno a la existencia de una mayor competencia en el sector.

De nuevo REE ha insistido en la enorme dificultad de instalar nuevas conexiones y, aunque se realizan esfuerzos en este sentido, la única posibilidad por el momento consiste en aumentar la potencia de las instalaciones existentes, lo que permitiría una capacidad adicional escasa.

Asimismo, la CNE sigue siendo concluyente al respecto en su informe sobre la concentración cuando afirma que, *“el mercado único de la electricidad está todavía lejano. España es uno de los países a los que más difícil le será acceder a dicho mercado único por su aislamiento eléctrico, fruto de un insuficiente nivel de interconexiones”*.

---

<sup>22</sup> En concreto, de acuerdo con la información del informe de la CNE, “El Funcionamiento del Mercado Eléctrico en el año 1998”, aprobado por el Consejo de Administración el 18 de enero de 2000.

### 7.3. Activos estratégicos

En el informe C54/00 el TDC señaló que existían diversos aspectos en la configuración estructural del sistema de generación peninsular que impedían que los nuevos entrantes en la actividad de generación pudieran competir en las mismas condiciones, y fueron, por lo tanto, catalogadas como barreras de entrada. Éstas fueron denominadas como “activos estratégicos” por London Economic en 1999,<sup>23</sup> y su denominador común está en la escasa dotación de las mismas que existe actualmente en el sistema.

La primera de ellas se refiere a los emplazamientos de las centrales. La selección óptima de un emplazamiento es el resultado final de valorar diversas variables, siendo las más destacadas el acceso a las redes de transporte en alta tensión para evacuar la energía generada; el acceso a las fuentes de suministro del combustible para minimizar los costes de aprovisionamiento; las inversiones necesarias en infraestructura y la idoneidad desde el punto de vista medioambiental. La argumentación del Tribunal ya quedó clara en el informe C54/00 y, por lo tanto, interesa aquí analizar los argumentos contrarios planteados por el notificante. Éstos justifican que las empresas ya instaladas han solicitado autorizaciones para nueva instalación de ciclo combinado en los mismos emplazamientos donde tienen en la actualidad grupos de generación de gas, fuel y carbón sólo por razones de economías de alcance y escala. Se dice que existen economías de alcance cuando es menos costoso producir dos bienes conjuntamente que producirlos por separado. No se puede, por tanto, plantear que existen economías de alcance cuando lo que se va a hacer en los emplazamientos mejores es sustituir unas centrales obsoletas por centrales de nueva generación. No se van a producir dos bienes usando los mismos *inputs* productivos y, por tanto, no existe economía de alcance alguna. Por otro lado, se dice que un proceso productivo presenta economías de escala cuando los costes totales medios a largo plazo son decrecientes con los aumentos de producción. El hecho de aprovechar un emplazamiento ya existente para sustituir una central por otra más eficiente no responde al concepto de economías de escala.

Se argumenta también que el acceso a las redes de gasoductos y a oleoductos no supone barrera alguna, dada la amplitud de esas infraestructuras. El Tribunal discrepa de esta valoración, no tanto en cuanto a si es extensa o no, como en lo que respecta a la facilidad de acceder a ella, a juzgar por la reacción de los operadores existentes. En efecto, se encuentran en proyecto dos nuevas plantas de regasificación (El Ferrol y Bilbao), y un proyecto probable de un nuevo gaseoducto desde Argelia hasta la Península por Almería; por lo tanto, el mercado no comparte la consideración de que la red sea suficientemente amplia. En fin, la ubicación resulta ser un activo

---

<sup>23</sup> "El sector eléctrico español. Análisis de poder de mercado". Febrero de 1999

estratégico. Por supuesto que el Tribunal considera que no todos los posibles emplazamientos están agotados, pero las inversiones a realizar en nuevos emplazamientos requieren inversiones mayores al tener que crear acometidas a la red de alta tensión; carreteras de acceso; inversiones de restitución medioambientales, etc., además de mayores dificultades, o cuando menos mayores demoras, en la obtención de los permisos medioambientales.

Sobre los recursos hidroeléctricos, los notificantes no cuestionan la dificultad de acceder a ellos, sino que éstos no presentan por sí mismos una ventaja competitiva, ya que *“son crecientes sus restricciones de producción ligadas a la ordenación del territorio (regadíos, trasvases, caudales ecológicos, etc.)”*. Con respecto a los trasvases hay que señalar que el actual Plan Hidrológico Nacional sólo autoriza el Trasvase del Ebro y sólo en desembocadura. Es decir, no se van a producir restricciones en la generación de energía eléctrica como consecuencia de los trasvases, manifiesta el notificante, y ello debido a que en el diseño de esta regulación de trasvases se tiene en cuenta, entre otras variables, la afectación energética, con el objeto de minimizar el impacto sobre esta producción. Por lo que respecta a los regadíos, la reserva de agua para éstos se contempla no en el Plan Hidrológico Nacional sino en los Planes de Cuenca, y lo que hay es una reserva de agua. Es decir, la producción de generación eléctrica se verá restringida en tanto en cuanto aumente la demanda de agua para regadíos. El escaso crecimiento que ha tenido en España la superficie para regadío (del orden de un 1% en los últimos años) es un hecho y, por lo tanto, la generación hidroeléctrica no está viéndose afectada por ello. En todo caso, las desventajas de esta tecnología, como afirma el notificante, son superadas ampliamente por el coste variable de producción prácticamente nulo. De hecho, todos los operadores instalados han manifestado sus preferencias por esta tecnología, alegando incluso derechos preferenciales a la hora de acceder a los activos afectados por el Plan de Desinversión de Activos. El interés por esta tecnología ha sido demostrado por el propio notificante, ya que plantea pasar del 28% de capacidad hidroeléctrica que tiene en la actualidad a un 40-45% después de la fusión.

Por último, se plantea el acceso a combustibles. Sobre este punto el notificante argumenta que no puede considerarse como barrera de entrada la existencia de un operador dominante en el mercado del gas natural y ello, fundamentalmente, por el cambio regulatorio que supone el Real Decreto Ley 6/2000, que limita la cuota de mercado de cualquier grupo empresarial del sector del gas natural a un máximo del 70%, a partir del 1 de enero de 2003. En esta cuestión este Tribunal considera que en el mercado del gas natural hay dos cuestiones que condicionan su consideración como activo estratégico para el sector eléctrico. Para el suministro de gas natural se requiere disponer de un acceso libre a la materia prima y de un acceso libre a las

infraestructuras necesarias para su disponibilidad, esto es, plantas de regasificación y gasoducto. Sobre el acceso a la materia prima el citado Real Decreto Ley 6/2000 regula que el 25% del contrato con Argelia, que se suministra a través del gasoducto, se reserva directamente a los consumidores cualificados, fundamentalmente generadores eléctricos. Existe el riesgo que ese 25% se agote por la demanda de los primeros generadores. GAS NATURAL y ENDESA son, de momento, los primeros que entrarán a generar con gas natural en ciclo combinado. Si ello es así, el acceso a esta materia prima constituiría una barrera de entrada. Con respecto a la segunda cuestión, el acceso a la infraestructura, propiedad de ENAGAS, el Real Decreto Ley 6/2000 limita su composición accionarial a un máximo del 35% para cualquier persona física o jurídica. Los grupos eléctricos españoles han manifestado sus preferencias por estar en ese accionariado. La composición accionarial final, que como mínimo tendrá a Repsol con un 35%, será el elemento clave para clasificar el acceso a las infraestructuras existentes de gas natural como una barrera de entrada o no. De momento, todo apunta a que los actuales generadores serán los propietarios, junto con REPSOL, de dicha infraestructura.

#### **7.4. Excesivo grado de concentración**

El grado de concentración que presenta el mercado eléctrico español de la generación es el reflejo de la existencia de empresas que disfrutan de una fuerte posición de dominio. Esta estructura condiciona de forma determinante la entrada de cualquier nuevo agente en la actividad de generación ya que se convertiría, con el sistema actual del *pool*, tal y como se ha analizado en el epígrafe 6, en un agente precio-aceptante que no puede intentar fijar precio en el mercado mayorista sin sufrir el riesgo de no colocar su producción o incluso verse expulsado del mercado por las empresas dominantes si éstas fuerzan una reducción de los precios del *pool*. Esto implica que su estrategia consistirá en ofertar toda su capacidad de generación a un precio tal que a la empresa dominante no le sea rentable fijar un precio inferior a este. De esta manera, tendrá garantizado que maximiza su capacidad de generación y obtiene una remuneración fijada por el precio marcado por la empresa o empresas dominantes.

#### **7.5. Integración Vertical**

Sólo en el caso de que el nuevo entrante tenga posibilidades de participar en el mercado de comercialización, como mínimo en la misma proporción que participa en la generación, la elevada concentración no supondría un freno para el acceso al mercado.

En el suministro de energía eléctrica, como en el de cualquier otro bien o servicio, cada fase de producción o actividad, debe ser remunerada por el valor añadido que genera. Cuando los agentes que participan en cada una de estas fases son independientes de los que participan en las demás fases, será el mercado el encargado de fijar los márgenes que retribuyen cada actividad. Sin embargo, cuando los mismos agentes participan en todas las fases, les será indiferente percibir el margen total a través de una sola actividad o percibirlo de forma separada. Ahora bien, cuando existen además otros agentes que sólo participan en alguna de las fases, las empresas integradas verticalmente pueden decidir concentrar el cobro de los márgenes en las actividades en las que no tienen competencia y anular el margen en las actividades en las que aparece algún competidor, deprimiendo los precios y provocando la retirada del nuevo entrante. Para evitar este comportamiento anticompetitivo, se reguló la denominada separación jurídica de actividades que, sin embargo, sólo afecta a las actividades reguladas y no reguladas y permite que las distintas sociedades jurídicas permanezcan en el mismo grupo. Esto es, una misma sociedad puede realizar actividades de generación y de distribución y otra empresa del mismo grupo las actividades de transporte y distribución.

El Tribunal se reafirma en los argumentos empleados en el Informe C54/00 y, a este respecto, cabe advertir sobre los incentivos anticompetitivos que se pueden derivar de la integración vertical de distribución y comercialización, que la CNE señala en el epígrafe 10.2.1. de su Informe, y que sólo precisan de un intercambio de información, esto es, las comercializadoras se beneficiarán de una información que les transfiere su distribuidor asociado, información no disponible para el resto de comercializadoras.

## **7.6. Costes de Transición a la Competencia**

El cobro de los Costes de Transición a la Competencia está condicionada por el precio resultante en el mercado mayorista o *pool*. Si éste precio resulta superior a 6 ptas/kWh entonces la diferencia de precios multiplicada por la energía generada a ese mayor precio será descontada de la cuenta de CTCs de cada una de las empresas. Existe así un precio que actúa como un máximo de facto para la fijación de los precios del *pool* para las empresas con fuertes posiciones acreedoras en CTCs y que desincentiva la entrada de nuevos operadores por dos razones. La primera porque impide que los precios del *pool* reflejen la realidad y la transmitan al mercado (unos precios fijados libremente deberían transmitir al mercado la necesidad o no de invertir en nueva capacidad), y la segunda, porque ese techo a los precios impone unas rigideces tales que incrementan el riesgo percibido por los nuevos

entrantes sobre la recuperación de sus inversiones, ya que este techo se aplica indiscriminadamente, es decir, no se distingue el motivo por el que se superan las 6 ptas/kWh. Si esta subida se debe a un incremento en los precios de los combustibles las empresas con derecho de cobro de CTCs los verán reducidos igualmente, y por lo tanto si la pérdida por el precio de los combustible es inferior a la pérdida en la que se incurre por cobrar los CTCs, existirán incentivos a no trasladar a los precios del *pool* el incremento de los precios de los combustibles, lo que se traducirá en pérdidas para los nuevos entrantes en tanto en cuanto sean precio-aceptantes.

## **8. EFECTOS SOBRE LA COMPETENCIA**

La operación de concentración que se ha presentado ha recibido diversos calificativos, sobre todo en relación con el denominado “Plan de Cesión de Activos”, por parte de algunos interesados que han considerado que se trata de un “proyecto en blanco”, o de un plan “inexistente”, en el sentido de carecer el mismo del suficiente grado de concreción como para evaluar sus efectos sobre la competencia. La CNE ha considerado igualmente en su informe que se trata de una “propuesta abierta”.

La operación en su conjunto, la absorción de IBERDROLA por ENDESA seguida de las desinversiones propuestas por los Notificantes, afecta no sólo a las empresas que se fusionan sino también a las empresas competidoras en los distintos mercados del sector cuya estructura final, en cuanto al número de agentes, cuotas, “*mix*” tecnológico de cada uno y características de los clientes, sólo podrá conocerse al término del período de desinversiones. Estas desinversiones afectan a más del 30% del total de la generación peninsular y a alrededor del 19% de la distribución.

Este Tribunal, aún compartiendo la percepción de ausencia de concreción de determinados elementos de la operación, algunos de sustancial relevancia para definir la estructura final de cada uno de los mercados afectados por la operación, estima que en la Notificación existen elementos suficientes para que la operación sea valorada desde el punto de vista de la competencia.

La operación de concentración propuesta se presenta en el cuadro nº 12, donde se refleja la situación de la empresa resultante tras la absorción, que puede compararse con la que hoy tiene la empresa absorbente, mediante el examen de las dos últimas columnas del cuadro nº 12.

**Cuadro nº 12**  
**EFFECTOS DE LA OPERACIÓN DE CONCENTRACIÓN**

	<b>FUSIÓN</b>	<b>DESINVERSIÓN</b>	<b>ENDESA- IBERDROLA S.A.</b>	<b>ENDESA, S.A.</b>
<b>GENERACIÓN <sup>(1)</sup></b>				
Potencia Instalada (MW)	36.333	16.033	<b>20.300 (+2.800)</b>	20.274
% sobre total peninsular	70%	31%	<b>39%</b>	39%
<i>Mix</i>				
HD	38.5		<b>40-45</b>	28.6
Térmica	40		<b>35-40</b>	50
Nuclear	18.5		<b>20-25</b>	18
<b>TRANSPORTE</b>				
Km de red	10.865	0	<b>10.865</b>	5.800
% sobre total	35%		<b>35%</b>	18.5%
<b>DISTRIBUCIÓN</b>				
Millones de clientes	17	4 (25.000 GWh)	<b>13</b>	8.5
% sobre total	82%	19%	<b>61.5%</b>	40%
<b>COMERCIALIZACIÓN</b>				
(% sobre total compras <sup>(3)</sup> )	84.6%	0	<b>84.6%</b>	42.7%

FUENTE: *Notificación. Alegaciones de los Notificantes. Informe CNE y elaboración propia.*

(1) Incluye Régimen especial.

(2) Informe CNE página 105 (clientes BT).

(3) Compras de energía por comercializadoras en el *pool*.

Teniendo en cuenta el funcionamiento y las características del sector eléctrico y los efectos de la operación de concentración notificada que se recogen en el cuadro 12, el Tribunal considera que es posible afirmar que la operación de concentración analizada conlleva un grave deterioro de la competencia en el sector eléctrico al suponer la aparición de una posición de dominio individual a favor de la empresa resultante de la fusión.

Aún cuando el análisis de los efectos de la operación se realizará distinguiendo entre las distintas actividades del sector eléctrico, el Tribunal reitera, no obstante, en este apartado que dada la integración vertical existente, esta distinción resultaría en cierta manera artificial ya que, en definitiva, nos encontraríamos en un gran mercado donde cuatro empresas suministran electricidad a los clientes finales, siendo los escalones intermedios meras ventas de energía eléctrica intragrupos.

### **8.1. Mercado mayorista**

En el momento actual, el mercado mayorista se encuentra en una situación que puede calificarse prácticamente de duopolio con dos empresas dominantes que, en conjunto alcanzan cuotas que rondan el 80% de las ofertas al *pool*, que en un alto número de períodos horarios se enfrentan a curvas de demanda residual positivas, siendo una parte de sus producciones indispensables para atender toda la demanda. El resto de agentes actúa en la mayoría de horas como precio-aceptantes. ENDESA debe tener en cuenta, por tanto, la presencia de su competidor más cercano, IBERDROLA, con una cuota sólo seis puntos porcentuales por debajo de la suya, propietario de un parque de generación en el que predomina la tecnología hidráulica y, por ello, con una estrategia diferente a la hora de ofertar precios al *pool*. En este sentido, en el Informe C54/00 se señalaba, que tanto ENDESA como IBERDROLA tienen capacidad para ejercer poder de mercado, por sí solas o a través de colusión tácita, debido a sus respectivas cuotas, siendo ésta una de las principales conclusiones del informe sobre el sector eléctrico español elaborado por la London Economics para la CNE<sup>24</sup>.

Partiendo de esta situación, la operación de concentración notificada crea en el mercado mayorista una posición de dominio individual a favor de la empresa resultante de la fusión debido a que, de una parte, se produce el alejamiento del segundo y único competidor real (42% ENDESA-IBERDROLA y 11,7% UNION FENOSA) y a que, de otra, la empresa alcanza un *mix* mejorado manteniendo una cuota superior al 40%, retiene el conocimiento cuantitativo y cualitativo de una parte significativa del parque generador y refuerza su poder de compra en el *pool*.

---

<sup>24</sup> "El sector eléctrico español. Análisis de poder de mercado". Febrero de 1999.

### 8.1.1. Alejamiento del segundo competidor.

De la estructura final del sector, una vez se produzcan las desinversiones y, de acuerdo con la notificación, resulta posible anticipar que ENDESA retendrá en capacidad de generación una cuota de alrededor del 40 % y que ninguno de sus competidores superará el 20 % de acuerdo con los límites impuestos por el artículo 16 del Real Decreto-Ley 6/2000.

La operación notificada coloca al principal competidor de la entidad fusionada a más de 20 puntos porcentuales de distancia, con una capacidad de generación menor de la mitad, y con un *mix* en cuya composición, por cierto, tendrá mucha influencia la propia ENDESA si determina o define la política de enajenación de activos. La indeterminación de la cuota definitiva de los futuros competidores de la empresa resultante no permite, por otro lado, calcular el IHH definitivo. Aunque este resultaría menor que el actual si las nuevas empresas tuvieran una cuota inferior a la de la actual de IBERDROLA, esta aproximación cuantitativa no permite, en todo caso, apreciar el efecto que sobre la competencia tiene el alejamiento del principal competidor.

El Tribunal considera que si se pasara de la actual estructura, con cuatro agentes con cuotas del 40, 36, 12 y 5% respectivamente, a otra de 5 o más agentes fuertes con cuotas del 40, 20 (o menos), 10,10 y 10% o similares, como se indica en la notificación<sup>25</sup>, la empresa resultante de la fusión se convertiría, con el sistema actual del *pool*, en la única empresa estratégica en el sentido de que, aún en un número elevado de períodos horarios, su producción sería necesaria para cubrir la demanda en los momentos punta y, por lo tanto, capaz de influir en los precios del *pool*. En este sentido, desaparecería el único competidor real que en el momento actual tiene ENDESA.

Hay que tener en cuenta que, en situaciones de oligopolio y con el sistema de fijación de precios del *pool* como la del mercado mayorista de electricidad español, no puede decirse que el incremento del número de empresas, en sí mismo y sin tener en cuenta otros factores, es suficiente para mejorar el nivel de competencia en el sector. Lo que resulta más relevante es el carácter estratégico o no de los nuevos entrantes. Es decir, si sus demandas residuales son positivas o si su producción resulta indispensable para cubrir la demanda en un gran número de horas. De no ser así, los nuevos entrantes se comportarían como agentes precio-aceptantes. En definitiva, al desaparecer IBERDROLA se elimina uno de los dos agentes pivotaes existentes actualmente en el mercado mayorista, la estructura del mercado se modifica de forma sustancial hacia un modelo de líder-seguidor en el que una sola empresa sería la única estratégica en un gran número de horas en las que el

---

<sup>25</sup> Páginas 84 y 85 de la Notificación y página 60 de las alegaciones.

resto de los agentes se comportarían como precio-aceptantes. Además, ateniéndonos al tenor del artículo 16 del Real Decreto 6/2000, esta situación se perpetuaría en el tiempo. De los datos elaborados por OMEL sobre la demanda residual positiva de las empresas, se desprende que una vez dividida IBERDROLA, la existencia de una nueva empresa pivote dependerá de la cuota que se le permita tener a la segunda, pero en todo caso, el número de horas en las que esta será pivote resultará sensiblemente inferior al actual de IBERDROLA y, por lo tanto, se creará una posición de dominio por parte de la empresa resultante.

Por último, en el sistema eléctrico español las restricciones técnicas sólo pueden ser resueltas por determinadas centrales ubicadas en la zona reduciéndose en estos casos el mercado geográfico relevante a esa determinada zona. Puesto que Andalucía y Levante son las zonas en donde con más frecuencia se producen estas restricciones técnicas, al precio ofertado y no al marginal fijado por el *pool*, la operación de concentración crea un monopolio total de generación en esas zonas en las que las principales centrales generadoras son de ENDESA e IBERDROLA.

#### 8.1.2. Mix mejorado

De acuerdo con la Notificación, la empresa mantendría una estructura de generación similar a la que tendrían ENDESA e IBERDROLA si concentrasen todos sus activos. Más concretamente, la empresa resultante de la fusión incrementa su capacidad de generación hidráulica en el total de su capacidad del 28% al 40-45%, reduciéndose la térmica del 50% al 35-40% y aumentando ligeramente el porcentaje de generación nuclear del 18% al 20-25%. Como ha señalado la CNE en su informe, la composición de la generación resultante es mucho más equilibrada que la que tenía cada empresa por separado.

Una combinación de tecnologías con una considerable composición de generación hidráulica, como la que tendría la empresa resultante de la fusión no sólo significa, en general, una mayor flexibilidad para cubrir una demanda fluctuante y movimientos inesperados de la misma a un coste muy bajo y en tiempo real sino que, en manos de empresas estratégicas (o pivotaes) y en períodos de demanda alta, otorga un mayor poder para explotar posiciones de dominio cuando los competidores tienen una capacidad de producción restringida<sup>26</sup>. En este sentido, es importante destacar que, de acuerdo con la Notificación, la capacidad retenida por la empresa que se fusiona representaría entre el 56% y el 63% del total de la capacidad de generación hidráulica peninsular.

---

<sup>26</sup> "Water Power: Hydroelectric Resources in the Era of Deregulation in the Western U.S." James Bushnell. University of California. Revised, October 2.000.

En definitiva, la aportación de generación hidráulica de IBERDROLA supone, de una parte, una superior combinación tecnológica de centrales en términos de unos menores costes de operación, sobre todo, si la reducción de la capacidad térmica se lleva a cabo desprendiéndose de las centrales de carbón nacional, condicionadas por los Planes de Reestructuración de la Minería, y de *fuel* más ineficiente, y, de otra, una mayor cuota de capacidad estratégica y de capacidad retirable o capacidad que, con una finalidad estratégica, puede no utilizarse de forma rentable durante un período sostenido de tiempo.

Cualquier tipo de condición general sobre la composición concreta y final del *mix* habría de tener en cuenta, como se ha puesto de manifiesto en el informe de la CNE y en los escritos de afectados e interesados, un número elevado de variables sobre las que los Notificantes no han aportado suficiente concreción, lo que, no sólo hace la tarea compleja, sino además indeterminada, con información asimétrica a favor de los notificantes, con riesgos indudables ante una desinversión de esta envergadura y con la posibilidad de alcanzar efectos contrarios a los deseados.

### 8.1.3. Información Asimétrica.

El Tribunal considera que, como se ha señalado en algunos trabajos<sup>27</sup>, el conocimiento preciso de las funciones de costes de una proporción elevada del parque de generación, que retendría la empresa fusionada respecto de la capacidad de generación enajenada, contribuye igualmente en la creación de la posición de dominio individual a favor de la empresa resultante de operación. Aunque muchos de estos costes son generalmente conocidos en el sector, algunas empresas competidoras han puesto de manifiesto que existen numerosos datos sobre la operación y funcionamiento de centrales que sólo conocen los propietarios de las mismas.

Consideraciones análogas pueden realizarse sobre el conocimiento que la empresa resultante de la operación tendrá sobre curvas de carga y consumos individuales asociados a los clientes de las redes de distribución que propone enajenar.

---

<sup>27</sup> "Regulación en el sector eléctrico: evolución reciente y pautas para el futuro". Pedro Calero Pérez. Boletín Económico de ICE nº 2.669, páginas 29 a 36.

#### 8.1.4. Reforzamiento del poder de compra.

Los efectos de la operación de concentración en el mercado mayorista deben analizarse, dada la integración vertical existente, no sólo por el lado de la oferta sino también desde el punto de vista de la estructura de la demanda. Sin perjuicio de que más adelante se valoren los efectos de la operación de concentración sobre las actividades de distribución y comercialización, no puede dejar de considerarse en este apartado la forma en que la operación afecta a la participación de la empresa resultante de la fusión en las adquisiciones de energía en el mercado mayorista organizado.

---

#### **Cuadro nº 13**

#### **ADQUISICIONES DE ENERGÍA EN EL MERCADO MAYORISTA. CUOTAS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS SOBRE EL TOTAL DE COMPRAS. 1999**

---

	<b>DISTRIBUCIÓN</b>	<b>COMERCIALIZACIÓN</b>	<b>TOTAL</b>
ENDESA	31,6%	7,7%	<b>39,3%</b>
IBERDROLA	33,4%	7,2%	<b>40,6%</b>
UNIÓN FENOSA	12,1%	1,8%	13,9%
HIDROCANTÁBRICO	4,2%	0,6%	4,8%
OTROS			1,4%

---

FUENTE: *OMEL y elaboración propia.*

La suma de las cuotas de ENDESA e IBERDROLA en adquisiciones de energía al *pool* supone una cuota del 80% sobre el total. No obstante, teniendo en cuenta la desinversión propuesta en distribución (de unos 25.000 GWh) que se incluye en la operación notificada. Supone, de acuerdo con los datos de la CNE, que la empresa resultante de la fusión retendría una cuota total del 64% de las adquisiciones en el mercado, frente a las cuotas actuales de ENDESA e IBERDROLA cercanas al 40%.

Además, puesto que no se especifica la composición de la cartera de clientes, puede plantearse que esos 25.000 Gwh sean los correspondientes a zonas rurales de gran dispersión o a zonas donde se concentren consumidores industriales de muy baja tarifa donde los márgenes son mucho menores. Es decir, ese 64% de las adquisiciones en cantidad puede representar, dependiendo de la cartera final, una cantidad mucho mayor en valor al quedarse con la distribución de mayor margen.

La concentración significativa de la demanda a favor de la empresa fusionada, con el control individual de más de la mitad de las compras, contribuye a reforzar su posición de dominio puesto que le confiere, de manera independiente y por ello adicional a su carácter estratégico como generadora,

un mayor poder para fijar el precio del *pool* a través de incrementos especulativos de la demanda. Como ha señalado de forma clara la CNE, resultaría “...un agente con un gran poder de compra que puede llegar a tener una gran influencia en la formación de precios del mercado desde el lado de la demanda”.

Se podría incluso llegar a considerar que el control de la demanda en los anteriores niveles permitiría a esta empresa provocar artificialmente demandas residuales positivas a su favor en aquellas horas en las que no tendrían la condición de “agente pivotal”, mediante incrementos virtuales de la demanda.

## 8.2. Transporte

Como aparece reflejado en el cuadro 12, la operación propuesta por los Notificantes no considera enajenación alguna que afecte a los activos de la red de transporte que queden bajo su propiedad. De acuerdo con la notificación, la empresa resultante de la fusión alcanzaría una cuota del 35% en términos de kilómetros de red, más de la mitad de la cuota, en los mismos términos, de REE, de alrededor del 60%.

De acuerdo con los datos del informe de la CNE, las anteriores cuotas se corresponden con las de las mismas empresas en términos de porcentaje sobre el total de la retribución de la actividad de transporte correspondiente al año 1998. Sin embargo, esta proporcionalidad no se mantiene al considerar por separado la longitud de las líneas de 220 y 400 kV y la transformación en el nivel de 400 kV en cuanto a la potencia instalada.

**Cuadro nº 14**

**RED DE TRANSPORTE. CUOTAS**

	Líneas 400 (en Km)	Líneas 220 KV (en Km)	Transform. 400 kV (MV)
<b>ENDESA</b>	0,93%	<b>34,72%</b>	<b>12,00%</b>
<b>IBERDROLA</b>	1,67%	30,48%	39,38%
<b>REE</b>	96,93%	26,32%	40,36%
<b>UNION FENOSA</b>	0,21%	7,62%	6,36%
<b>HIDROCANTÁBRICO</b>	0,26%	0,84%	1,90%
<b>ENDESA+IBERDROLA</b>	<b>2,60%</b>	<b>65,19%</b>	<b>51,38%</b>

FUENTE: REE

La empresa resultante de la fusión tendría cuotas elevadas en las líneas de 220 kV, duplicando la cuota de REE y superándola en 10 puntos porcentuales en la transformación.

Aunque se garantice con la normativa necesaria el acceso de terceros a las redes de transporte, ello no evita que puedan aparecer prácticas anticompetitivas en este acceso por parte de los propietarios de las mismas con el objeto de favorecer a las empresas del grupo, debido a la interdependencia práctica entre generación y transporte para el ulterior suministro. El aumento del número de estas prácticas o abusos, en determinados momentos, por ejemplo, como ha puesto de manifiesto la CNE, para impedir o demorar el acceso a las redes de los competidores (realización de acometidas) o provocando restricciones a la evacuación de las centrales de los competidores, aumenta con el crecimiento de la cuota de la empresa en cuestión y todo ello reforzaría, por esta vía, su posición de dominio en la generación. La regulación más eficiente en este sentido sería aquella que obligue a que la totalidad de las infraestructuras de transporte estuviesen totalmente independizadas de los agentes del sector eléctrico, lo cual precisaría de un cambio regulatorio del sector.

La CNE, en su informe, manifiesta incluso la conveniencia de que ninguna empresa con activos de generación pudiese tener una participación significativa en el capital de REE para evitar que la operación del sistema pueda llevarse a cabo por el propio mercado.

La AEGE ha señalado en sus alegaciones que *“...la notabilísima presencia física y económica en el negocio debilitará la independencia y neutralidad de REE y añadirá nuevas asimetrías de información que le beneficiarán en el negocio de generación”*.

El mismo Operador del Sistema (REE) ha señalado que *“...se produciría una concentración importante en este segmento del mercado, con más de un 35% de la red en manos de la nueva empresa, que daría lugar a la aparición de monopolios regionales integrados verticalmente lo que constituye sin duda un resultado no deseado de esta operación”*.

### 8.3. Distribución

La operación de concentración incluye la enajenación de cuatro millones de clientes, equivalentes a un volumen de más de 25.000 GWh en el negocio de distribución peninsular con el objeto, según consta en la Notificación, de *“conseguir una reducción del riesgo regulatorio al que, de otra manera, estaría sometida la empresa resultante de la fusión”*, ya que los Notificantes consideran que la operación de concentración no produciría efectos negativos sobre la competencia al tratarse de una actividad regulada.

Como resultado de la mencionada enajenación la cuota resultante de la nueva empresa se situaría en el 61,5% del total de la distribución peninsular.

Este Tribunal, como ha puesto de manifiesto en otros apartados de este informe, considera que, en el contexto de integración vertical que caracteriza al sector eléctrico español, existen importantes vínculos entre la actividad de distribución y la actividad de comercialización.

Por un lado, existe una importante ventaja competitiva de la comercializadora del grupo en la zona en que actúa la distribuidora. Esta ventaja se deriva fundamentalmente de disponer en exclusiva, debido a la falta de transparencia de la información sobre consumos de toda la información sobre las curvas de consumo de sus clientes.

Además, como ya ha tenido ocasión de señalar este Tribunal<sup>28</sup>, parece que para la mayoría de los consumidores resulta más ventajoso mantener el contacto y las relaciones comerciales establecidas con el suministrador habitual y, por ello, un porcentaje muy elevado de consumidores, clientes elegibles que han optado por suministrarse en el mercado, ha seleccionado la comercializadora del grupo a cuya distribuidora estaba conectado. A ello puede contribuir igualmente la percepción, por parte del cliente, de una mejor calidad del suministro si se mantienen las relaciones comerciales con el mismo grupo. Por último, de cara a la próxima extensión de la elegibilidad al suministro del tramo de consumidores domésticos y pymes, unos 20 millones de clientes en el año 2003, no todos ellos optarán por suministrarse en el mercado, al contrario, debido a posibles inercias, muchos de ellos seguirán optando por la tarifa. En definitiva, hasta ahora, la comercialización se encuentra ligada en gran medida a la propiedad de activos de distribución.

Por otro lado, siguiendo el mismo argumento que con la actividad de transporte, la posesión de las redes y elementos físicos asociados a la distribución, introduce el riesgo de que se produzcan abusos y dilaciones

---

<sup>28</sup> Informe C54, UNIÓN FENOSA/HIDROCANTÁBRICO

similares a los que se ha hecho mención en el apartado anterior, relacionados con el acceso de terceros a las redes. La CNE argumenta en su informe que ello se debe en parte a la falta de desarrollo reglamentario en esta materia.

Todos los factores señalados, considerados en su conjunto, suponen que una cuota elevada en distribución, aún tratándose de una actividad regulada, implica una considerable ventaja competitiva en la actividad liberalizada de la comercialización. Al pasar ENDESA de una cuota del 40% a otra del 61,5% en distribución, su posición de dominio casi absoluto en comercialización, como se verá más adelante, se refuerza de forma sustancial mediante el considerable crecimiento de esta ventaja competitiva, reflejada en el crecimiento de su cuota en distribución, de cara a la próxima incorporación del sector doméstico y pymes al mercado de la comercialización.

#### **8.4. Comercialización.**

De acuerdo con la información aportada por los Notificantes, la concentración supondría para la empresa fusionada una cuota del 84,6% de la energía contratada para clientes elegibles, situación de práctico monopolio y reforzada, además, por las ventajas de la mayor cuota en distribución a efectos de la próxima liberalización total del suministro.

Los Notificantes conciben la operación con la inclusión de determinados límites que tendrían como resultado que la empresa fusionada no superara la cuota del 50% de la nueva energía que se contrate hasta el año 2003, de acuerdo a un esquema basado en no renovar algunos contratos suscritos a medida que vayan venciendo.

### **9. RESUMEN Y CONCLUSIONES.**

Tras el análisis realizado sobre el mercado eléctrico, y detallado a lo largo del presente informe, el Tribunal resume en este apartado las principales conclusiones sobre la operación de concentración entre ENDESA e IBERDROLA.

- Primera La operación de concentración notificada por ENDESA S.A. de la fusión por absorción de IBERDROLA S.A. cumple los requisitos previstos por la LDC para ser sometida al procedimiento de control de las operaciones de concentración.
- Segunda Las empresas objeto de la presente operación de concentración realizan todas las actividades que comprende el sistema eléctrico,

esto es, generación, transporte, distribución y comercialización. El transporte y la distribución son actividades reguladas, al haber sido consideradas como monopolio natural por el legislador, mientras que la generación de energía eléctrica y la comercialización son actividades que se desarrollan en un marco de competencia. Los mercados relevantes afectados en primer lugar y de forma directa por la fusión son el mercado mayorista o *pool* y el mercado del suministro de energía eléctrica a los consumidores finales. Ahora bien, al tratarse de un sector en el que existe una fuerte integración vertical, las posiciones de las empresas que se concentran, tanto en el transporte como en la distribución, condicionan fuertemente el resultado sobre los mercados relevantes definidos anteriormente y, por lo tanto, estas actividades han sido también analizadas.

- Tercera El debate sobre el mercado geográfico relevante en materia de operaciones que afectan al sistema eléctrico español se ha planteado muy recientemente, en el informe C54/00. Las conclusiones son las mismas que en dicho informe, esto es, el Tribunal considera que, si bien en un contexto dinámico de largo plazo, la delimitación del mercado geográfico relevante en la actividad de generación podría ser el de la Península Ibérica, por el momento no se ha acreditado hecho alguno que induzca a pensar que esto pueda suceder en el corto o medio plazo. Por ello se considera que el mercado geográfico en la actividad de generación afectado por la presente operación de concentración es el mercado español peninsular. En el caso del suministro de energía eléctrica a los consumidores finales el mercado geográfico es más restringido, de ámbito regional o incluso local.
- Cuarta El mercado eléctrico español presenta en la actualidad un grado de concentración muy elevado. La generación sujeta al régimen ordinario procede de cuatro únicas empresas, y las dos que se concentran, ENDESA e IBERDROLA, controlan alrededor del 80% del total de la energía eléctrica generada anualmente.
- Quinta Las variables relevantes a la hora de analizar la existencia de poder de mercado resultan ser, en primer lugar la capacidad de generación, esto es la cuota de generación, y, en segundo lugar, la composición del parque tecnológico, ya que no todas las centrales de generación permiten llevar a cabo las estrategias más interesantes para los operadores, sino que estas estrategias dependerán del tipo de activos de generación que se posea. Teniendo en cuenta estas variables y en el marco de un sector

como el eléctrico, con alta predecibilidad del comportamiento de los agentes, se ha constatado la existencia de poder de mercado por parte de las empresas que se concentran, mientras que las demás son básicamente precio-aceptantes.

- Sexta Las compras en el mercado mayorista organizado proceden en un 98,6% de empresas distribuidoras o comercializadoras pertenecientes a los mismos grupos que las de generación. Alrededor del 80% del total de dichas compras corresponde a ENDESA e IBERDROLA. En virtud de esta integración vertical las estrategias de las ofertas de los generadores al mercado mayorista están también condicionadas por la posición final neta, compradora o vendedora, que se tenga desde el lado de la demanda. Esta integración vertical dificulta notablemente la entrada de comercializadores en el mercado español.
- Séptima ENDESA e IBERDROLA son titulares de más del 65% de las líneas de 220 kV y de más del 50% de los transformadores existentes para reducir la tensión de 400 kV. UNIÓN FENOSA e HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO son también propietarias de activos de este tipo, pero su presencia es muy reducida. Esta situación supone un elevado grado de integración vertical, haciendo posible prácticas dilatorias y discriminatorias en perjuicio de los competidores.
- Octava El Tribunal considera que si bien se dispone de una Ley del Sistema Eléctrico con una clara filosofía pro competencia, la actual estructura del sector, junto con un insuficiente desarrollo normativo de dicha Ley, y la constatación de que existen importantes barreras de entrada, tanto en la generación como en la comercialización, hacen que el grado de contestabilidad de estos mercados sea muy reducido.
- Novena Como resultado de la operación notificada la nueva entidad alcanzaría una cuota en capacidad de generación peninsular superior al 40%, con un *mix* similar a la media de las dos empresas, quedando indeterminado el resto de la estructura del sector aunque se prevé la entrada de dos nuevos competidores que, en todo caso, tendrían una cuota inferior o igual a la mitad de la primera. En la actividad de distribución la empresa resultante acumulará una cuota del 80%, aunque la empresa ofrece de forma voluntaria renunciar a una parte de este mercado, que se estima en 4 millones de clientes o 25.000 MWh, reduciendo su presencia en distribución a aproximadamente un

62%. En la actividad de comercialización la cuota resultante sería del 84%, si bien los Notificantes se proponen una autolimitación durante los próximos dos años.

Décima El Tribunal considera que, tal y como está notificada la operación se pasa de una posición de dominio colectivo a una posición de dominio individual a favor de la empresa resultante debido a los siguientes factores. En la actividad de generación se mantiene una cuota superior al 40% (42,4%), con un *mix* mejorado, eliminándose el principal competidor existente. Asimismo, las cuotas en las actividades de transporte y distribución incrementan su ventaja competitiva en la actividad de comercialización, reforzándose su posición por el lado de la demanda. La operación conllevaría una disminución de costes y una mejora de la eficiencia productiva de la empresa pero, al quedarse como única empresa con posición de dominio, no existirían incentivos para trasladar esas mayores eficiencias a los consumidores.

Undécima El Tribunal no puede ignorar que los esfuerzos de liberalización de la generación y comercialización de la energía eléctrica no han tenido hasta el momento efectos, ya que las fuertes barreras de entrada han impedido el acceso de nuevos competidores. Por eso, el Tribunal considera que una operación de la magnitud de la estudiada representa una importante oportunidad para mejorar las condiciones del mercado.

Duodécima La operación tiene la consecuencia favorable de propiciar la entrada de nuevos competidores y el reforzamiento de los ya existentes. Esto es especialmente relevante en un mercado que presenta barreras de entrada tan elevadas. Con la entrada de nuevos competidores se introducirá una mayor incertidumbre que incentiva la competencia. Sin embargo, para promover estos efectos favorables, y para que una mayor competencia permita que las ganancias de eficiencia sean trasladadas a los consumidores, el Tribunal considera que se debe limitar el poder de mercado de la empresa resultante tanto desde el lado de la oferta, reduciendo su capacidad de generación al 35% de la capacidad peninsular en régimen ordinario (15.110 MW), como por el lado de la demanda, reduciendo sus activos de distribución y su capacidad de comercialización, y suprimiendo también su presencia en la actividad de transporte.

Decimotercera El Tribunal, además, considera que para que esta operación no suponga un deterioro de la competencia

efectiva es esencial que el proceso de desinversión se haga mediante el método de subasta, supervisada por la Administración, de manera que las empresas notificantes no puedan prefigurar la identidad, el número, el tamaño y la estructura productiva de sus competidores. Dicha desinversión ha de realizarse de la manera más rápida y transparente posible y debe garantizar la creación de grupos que dispongan de un tamaño y condiciones mínimas para competir en el mercado.

Decimocuarta Por último, el Tribunal entiende que es perjudicial para la competencia la elevada integración vertical existente en el sector. Por ello, considera que en el proceso de desinversión debe favorecerse una reducción de dicha integración.

Por cuanto antecede, el Tribunal de Defensa de la Competencia, dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 17 de la LDC, ha acordado remitir al Excmo. Sr. Vicepresidente Segundo del Gobierno y Ministro de Economía para su elevación al Gobierno el siguiente:

### **DICTAMEN**

- 1.- El Tribunal considera por unanimidad que la operación de absorción de IBERDROLA por ENDESA, en los términos en que ha sido notificada, crearía una posición de dominio que obstaculizaría el mantenimiento de una competencia efectiva en el mercado español de la electricidad, por lo que resultaría adecuado declararla improcedente.**
- 2. Por unanimidad, el Tribunal considera que la operación podría, no obstante, ser aprobada subordinándola, al menos, a las siguientes condiciones:**
  - La entidad resultante de la concentración no podrá disponer de una capacidad de producción en la Península, tanto instalada como de proyectos autorizados y capacidad autorizada que no ha finalizado trámite de información pública, mayor de 15.110 MW**

(35% de la actual capacidad peninsular instalada en régimen ordinario).

- El "mix" de generación de la entidad resultante debe responder a la estructura de la media nacional no sólo en cuanto a las cuotas por tecnología sino también respecto a la vida residual de las centrales, los emplazamientos, la hidráulica media en el caso de las centrales hidroeléctricas y a todos aquellos aspectos que pudieran suponer o generar condiciones de discriminación o perjuicio para los compradores. A estos efectos las centrales de bombeo se considerarán como una tecnología específica.
- La entidad resultante deberá enajenar todos sus activos de transporte de electricidad en alta tensión.
- La entidad resultante no podrá mantener una cuota de activos de distribución de electricidad superior a la actual de ENDESA.
- La entidad resultante de la fusión, sus filiales y empresas participadas limitará hasta el 1 de enero de 2004 su cuota de mercado al 40% de la nueva energía eléctrica que se contrate por los consumidores cualificados, incluyendo la energía objeto de nuevos contratos y de la renovación de los contratos vencidos.
- Desde la decisión del Gobierno las empresas dispondrán de dos meses para presentar el Plan de Cesión de Activos (activos, derechos, plazos, etc.) para su aprobación o modificación.
- El Plan de Cesión de Activos no podrá prever la permuta de activos entre la entidad resultante y las entidades adquirentes.
- Una vez aprobado el Plan, la actuación independiente de la Sociedad Gestora de Activos a Desinvertir (SGAD) deberá ser supervisada por los organismos competentes designados por el Gobierno.
- Esta Sociedad tendrá un plazo máximo de seis meses para ejecutar el Plan de Cesión de Activos desde su aprobación por el Gobierno.
- El mecanismo de enajenación debe ser la subasta, central por central, la cual deberá ser realizada en los términos y condiciones que la Administración establezca. El resultado final debe facilitar la formación de, como mínimo, dos grupos además de los existentes,

con una cuota de mercado individual en generación superior al 10%. Esta operación de enajenación debe garantizar que el porcentaje de casos de resolución de restricciones técnicas por parte de la entidad resultante sea inferior al actual de ENDESA.

- Los activos de generación y distribución deberán enajenarse por separado.
- Debe evitarse que, en la adquisición de los activos enajenados, participen entidades de capital público.

**Madrid, 10 de enero de 2001**